

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad De Ingeniería En Ciencias Aplicadas
Carrera De Ingeniería En Mantenimiento Eléctrico

**DISEÑO DE PREFACTIBILIDAD DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 25
MEGAVATIOS**

Trabajo de grado presentado ante la Universidad Técnica del Norte previo a la
obtención del título de grado de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico

Autor

Fernando Andrés Huertas Chamorro

Director

MSc. Alfonso Mauricio Vásquez Brito

Ibarra, 2020



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

| DATOS DE CONTACTO | | | |
|----------------------|----|----------------------------------|----------------------------|
| CÉDULA DE IDENTIDAD: | DE | 1003859244 | |
| APELLIDOS Y NOMBRES: | Y | Huertas Chamorro Fernando Andrés | |
| DIRECCIÓN: | | Yahuarcocha, Pasaje H | |
| EMAIL: | | fahuertasc@utn.edu.ec | |
| TELÉFONO FIJO: | | 062-577294 | TELÉFONO MÓVIL: 0994610892 |

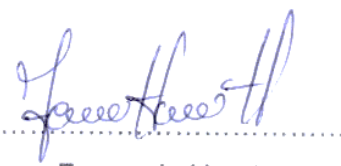
| DATOS DE LA OBRA | |
|-----------------------------|--|
| TÍTULO: | Diseño de Prefactibilidad de una Planta Fotovoltaica de 25 Megavatios |
| AUTOR (ES): | Huertas Chamorro Fernando Andrés |
| FECHA: DD/MM/AAAA | 16/09/2020 |
| SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO | |
| PROGRAMA: | <input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO |
| TÍTULO POR EL QUE OPTA: | Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico |
| ASESOR /DIRECTOR: | MSc. Alfonso Vásquez |

2. CONSTANCIAS

El autor (es) manifiesta (n) que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto la obra es original y que es (son) el (los) titular (es) de los derechos patrimoniales, por lo que asume (n) la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá (n) en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 16 días del mes de septiembre de 2020

EL AUTOR:

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Fernando Huertas', is written over a horizontal dotted line.

Fernando Huertas



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CERTIFICACIÓN

Yo, Alfonso Vásquez en calidad de director de trabajo de grado del señor estudiante, Huertas Chamorro Fernando Andrés certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **"DISEÑO DE PREFACTIBILIDAD DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 25 MEGAVATIOS"**. Para la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico; aprobando la defensa, impresión y empastado.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be "AV", is written over the printed name and title.

MSc. Alfonso Vásquez
DIRECTOR

DEDICATORIA

A mis padres por haberme forjado como la persona que soy al día de hoy; mi vida y mis logros se los debo a ustedes en especial este. Me formaron con principios, reglas y libertades, en innumerables ocasiones me motivaron para alcanzar mis objetivos.

Gracias madre y padre por todo lo que han hecho por mí.

AGRADECIMIENTOS

Como prioridad en mi vida agradezco a mis padres Armando y Maura por ser los mejores, por haber estado conmigo apoyándome en los momentos más difíciles, por velar por mi salud cuando más lo necesité, por dedicar tiempo y esfuerzo para formarme como un hombre de bien, y darme excelentes consejos en mi caminar diario. A mis hermanos, que me han apoyado de forma incondicional para seguir adelante en mi vida.

A la Universidad Técnica del Norte, a sus autoridades y profesores, por abrir sus puertas y darme la confianza necesaria para triunfar en la vida y transmitir sabiduría para mi formación profesional.

Índice de Contenidos

| | |
|---|-----|
| INTRODUCCIÓN | v |
| CONTEXTUALIZACIÓN | v |
| PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA | vi |
| JUSTIFICACIÓN | vi |
| ALCANCE | vii |
| OBJETIVO GENERAL | vii |
| OBJETIVOS ESPECÍFICOS | vii |
| CAPITULO 1 | 1 |
| Marco Teórico | 1 |
| 1.1 Plantas fotovoltaicas alrededor del mundo | 1 |
| 1.2 Componente de plantas fotovoltaicas | 3 |
| 1.2.1 Módulo fotovoltaico | 3 |
| 1.2.2 Estructura de Soporte | 4 |
| 1.2.3 Inversor Fotovoltaico | 5 |
| 1.2.4 Transformadores | 5 |
| 1.3 Protecciones utilizadas en sistemas fotovoltaicos | 6 |
| 1.3.1 Protecciones en los módulos fotovoltaico. | 7 |
| 1.3.2 Protecciones en las cadenas fotovoltaicas | 7 |
| 1.3.3 Protección en el inversor | 8 |
| 1.3.4 Puesta a tierra | 9 |
| 1.3.5 Protección por diseño | 10 |
| 1.4 Topologías del inversor fotovoltaico | 10 |
| 1.4.1 Central | 10 |
| 1.4.2 Cadena | 11 |
| 1.4.3 Multi-Cadena | 13 |
| 1.4.4 Modular | 14 |
| 1.5 Topologías de la planta fotovoltaica | 14 |

| | |
|---|----|
| 1.5.1 Radial | 14 |
| 1.5.2 Anillo | 15 |
| 1.5.3 Estrella | 17 |
| CAPITULO 2..... | 19 |
| 2.1 Introducción | 19 |
| 2.2 Diseño del generador fotovoltaico..... | 22 |
| 2.2.1 Voltaje en continua | 22 |
| 2.2.2 Matriz de módulos fotovoltaicos..... | 24 |
| 2.3 Montaje..... | 26 |
| 2. 4 Distribución de generadores fotovoltaicos..... | 29 |
| CAPITULO 3..... | 30 |
| 3.1 Introducción | 30 |
| 3.2 Características de los equipos | 31 |
| 3.3 Cálculo de la sección del conductor en CC..... | 31 |
| 3.4 Cálculo de sección alto voltaje (CC) | 38 |
| 3.3.1 Intensidad de línea | 38 |
| 3.3.2 Cálculo de sección según corrección de temperatura..... | 38 |
| 3.4 Cálculos eléctricos medio voltaje (CA)..... | 39 |
| 3.4.1 Elección del conductor (CA) | 39 |
| 3.4.2 Criterio de caída de Voltaje | 39 |
| 3.5 Protecciones en corriente continua..... | 41 |
| 3.5.1 Protección de los Strings con fusibles | 41 |
| 3.5.2 Interruptor seccionador con carga | 41 |
| 3.5.3 Fusibles para el inversor..... | 42 |
| 3.6 Protecciones en corriente alterna | 43 |
| 3.6.1 Protección del inversor | 43 |
| 3.7 Desarrollo del presupuesto | 44 |

Índice de Figuras

| | |
|---|----|
| Fig 1. Actualidad De La Capacidad Fotovoltaica Instalada A Nivel Mundial | 3 |
| Fig 2. Panel Solar..... | 4 |
| Fig 3. Transformador Tipo Seco Para Medio Voltaje..... | 6 |
| Fig 4 Configuración De Diodos De Bloqueo Y Derivación Utilizados Como Protección De Módulos Fv | 7 |
| Fig 5. Portafusibles..... | 8 |
| Fig 6. Interruptores Magnetotérmicos Y Seccionadores Tipo S800 Pv-Sp Y S800 Pv-Sd..... | 9 |
| Fig 7. Protección Contra Sobrevoltajes | 9 |
| Fig 8. Topología Central | 11 |
| Fig 9. Central Sunny..... | 11 |
| Fig 10. Topología De Cadena. | 12 |
| Fig 11. Sunny High-Power Peak 3 | 12 |
| Fig 12. Topología Multicadena | 13 |
| Fig 13. Inversor Sunny Tripower 60 | 13 |
| Fig 14. Topología Modular | 14 |
| Fig 15. Configuración Radial | 15 |
| Fig 16. Configuración Anillo Caso (A) | 16 |
| Fig 17. Configuración Anillo Caso (B) | 16 |
| Fig 18. Configuración Estrella Caso (A) | 17 |
| Fig 19. Configuración Estrella Caso (B) | 18 |
| Fig 20. Partes Del Generador Fotovoltaico | 19 |
| Fig 21. Transformador Tipo Seco..... | 21 |
| Fig 22. Estructura De Soporte Para Módulos Fotovoltaicos..... | 26 |
| Fig 23. Diseño De La Estructura De Soporte | 27 |
| Fig 24. Diseño Del Generador Fotovoltaico | 27 |
| Fig 25. Esquema De La Planta Fotovoltaica En Configuración Anillo | 29 |
| Fig 26. Esquema De Los Puntos De Donde Se Toma Las Distancias Para El Cálculo De Sección Del Conductor (Cadena-Caja De Conexión)..... | 32 |
| Fig 27. Esquema De Los Puntos De Donde Se Toma Las Distancias Para El Cálculo De Sección Del Conductor (Caja De Conexión-Inversor) | 33 |
| Fig 28 Dispositivos De Protección En La Estación (Inversor, Transformador) . | 43 |

Índice De Tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Situación Energética Fotovoltaica De Los Países De Mayor Relevancia A Nivel Mundial..... | 2 |
| Tabla 2. Cartuchos Fusibles Fotovoltaicos..... | 8 |
| Tabla 3. Datos Técnicos Del Módulo Fotovoltaico | 20 |
| Tabla 4. Datos Técnicos Sunny Central Cp 1000 V | 21 |
| Tabla 5. Niveles De Aislamiento Del Transformador Tipo Seco..... | 22 |
| Tabla 6. Valores De Potencia, Voltaje Y Corriente En Las Cadenas | 25 |
| Tabla 7. Distancia De Las Cadenas A La Caja De Conexión..... | 32 |
| Tabla 8. Distancia Desde Las Cajas De Conexión Al Inversor..... | 33 |
| Tabla 9. Presupuesto De Equipos Y Materiales | 44 |
| Tabla 10. Estimacion De Costos De Subcontratacion De Maquinaria Pesada | 45 |
| Tabla 11. Mano De Obra Para Infraestructura Y Montaje De Equipos..... | 45 |
| Tabla 12. Presupuesto De Ingeniería..... | 46 |

INTRODUCCIÓN

CONTEXTUALIZACIÓN

La utilización de energía renovable como solar o eólica cada vez alcanza valores más elevados de generación. Por ejemplo, la energía eólica se encuentra generando un total de 532 GW, mientras que la fotovoltaica genera 512 GW (IRENA Resource, 2019). Se observa que la generación fotovoltaica y eólica se están desarrollando a pasos agigantados desde el 2010.

Con respecto a la fotovoltaica, este crecimiento se ha incrementado debido a la reducción de costos en la tecnología que esta utiliza. Esto ha permitido que cada vez se construyan plantas fotovoltaicas con capacidad mayor a 1 MW. Los países que lideran en la construcción de plantas fotovoltaicas son Estados Unidos de América, China y Alemania (EPIA, 2014-2018). En el caso de América del Sur, Chile es uno de los países que están generando energía a través de plantas fotovoltaicas conectadas al sistema eléctrico (Cabrera Tobar , Bullich Masagué, Aragués Peñalba, & Gomis Bellmunt, 2015). En los próximos años se espera que Asia y América del Sur sean los continentes que lideren el mercado.

Considerando las plantas fotovoltaicas existentes, especialmente Estados Unidos, se puede observar que los componentes fundamentales son los paneles solares, inversores y transformadores. La interconexión de estos componentes en una sola unidad se la conoce como generador fotovoltaico. Este generador puede tener varias topologías de interconexión: i) central, ii) cadena, iii) multicadena y iv) inversor individual (Hassaine, OLias, Quintero, & Salas, 2014).

La mayoría de plantas fotovoltaicas construidas alrededor del mundo utilizan la topología tipo central (Cabrera-Tobar et al, 2016). Esta consiste en que un arreglo de paneles solares que se conectan a un solo inversor que convierte el voltaje de CC a CA. La salida de este inversor luego está conectado a un transformador para elevar el voltaje. Este tipo de generador tiene tres ventajas: económico, robusto, fácil mantenimiento(Cabrera-Tobar et al., 2016) (Cabrera Tobar , Bullich Masagué, Aragués Peñalba, & Gomis Bellmunt, 2015).

Otra topología que recientemente se la está utilizando es la de tipo Multi-cadena. Esta consiste en que cada fila de paneles solares se encuentra conectado a un conversor CC-CC, luego un número de conversores CC-CC están conectados a un solo inversor. La ventaja de este tipo de topología es que ayuda a tener una mayor eficiencia

cuando el terreno es irregular (Danfoss, 2009). La desventaja en cambio es que conlleva un mayor costo de mantenimiento.

En Ecuador, existen 24 plantas fotovoltaicas, siete plantas están ubicadas en las islas Galápagos de estas solo Puerto Ayora supera el megavatio de generación con 1.5 MW generados. Por otra parte, existen 17 plantas fotovoltaicas distribuidas alrededor de todo el Ecuador continental con niveles de generación de alrededor de 1 MW, de las que se destaca la planta fotovoltaica Salinas que tiene un nivel de generación de 3 MW. (ARCONEL, Estadísticas, 2017). La topología de los generadores que se utiliza es de tipo central y no se ha reportado ningún caso con topología cadena o multicadena. Debido a que es una energía de interés a nivel regional, se espera con este trabajo de grado desarrollar una metodología de diseño para plantas fotovoltaicas conectadas a red con la topología central. Esto permitirá observar la dimensión del parque como también su costo.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En Ecuador, específicamente en la Zona 1 del país se ha ido desarrollando algunas plantas fotovoltaicas mayores a 1 MW. Pero no existe ningún estudio de acceso libre que se encuentre de manera detallada, el dimensionamiento, construcción, y área ocupada para este tipo de planta fotovoltaica y peor aún para una planta de 25 MW.

A nivel mundial tampoco existe un estudio de acceso libre y detallado de este tipo de plantas fotovoltaicas considerando que el generador sea de topología central. Además, no existe un análisis económico del mismo.

Es por esto que se ha visto necesario realizar un diseño de prefactibilidad para la construcción de una planta fotovoltaica de 25 MW considerando que el generador fotovoltaico sea de tipo central.

JUSTIFICACIÓN

Ecuador es un país con características topográficas muy variadas de gran diversidad y condiciones climáticas variadas estos recursos pueden ser aprovechados para la producción de energía eléctrica (ARCONEL, 2018).

La energía solar es una forma de producir energía eléctrica limpia, las energías renovables son parte del sector productivo del país por tal motivo el estado ecuatoriano incentiva y apoya la generación de energías por medios renovables.

En la resolución ARCONEL-031/16 establece que:

“El estado ecuatoriano continúa promoviendo el desarrollo de las energías renovables no convencionales fundamentado en el nuevo esquema de participación para la generación de electricidad, determinado en la Constitución de la República, la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía”. (ARCONEL, Resolución, 2015)

“los mecanismos de promoción de energías renovables no convencionales, previstos en la Regulación 001/13, fomentaron la inversión privada en el sector eléctrico ecuatoriano, permitiendo la construcción de mini-centrales y centrales de pequeña capacidad hidroeléctricas, fotovoltaicas, eólicas, de biomasa y biogás; así como también la transferencia de tecnología que de éstas se deriva, con un aporte total de 370MW”

Este estudio ayudará a la creación de futuros proyectos de generación fotovoltaica para aumentar la producción de electricidad y fortalecer el sistema eléctrico. Incrementando la capacidad de generación eléctrica instalada.

ALCANCE

El presente trabajo de grado se enfocará primeramente en el estudio de los componentes y las topologías de plantas fotovoltaicas. Después de este estudio se realizará un cuadro comparativo de cada una de las topologías utilizadas en plantas fotovoltaicas. Con esta información se procederá a realizar los cálculos necesarios para dimensionar los componentes a utilizar en la planta fotovoltaica. Para ello se considerará los datos de radiación solar de la Zona 1.

Después de ello, se procederá a realizar el diseño de prefactibilidad de la planta fotovoltaica considerando área cableado y equipos. Finalmente se realizará un presupuesto de rubros principales para el desarrollo de esta planta fotovoltaica.

OBJETIVO GENERAL

- Realizar el diseño de prefactibilidad de una planta fotovoltaica de 25 MW considerando los datos de radiación solar de la zona norte del Ecuador mediante un software específico.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estudiar las topologías y los componentes de plantas fotovoltaicas a nivel mundial.

- Determinar las especificaciones técnicas de los componentes principales de una planta fotovoltaica de 25 MW con topología central.
- Diseñar a nivel de prefactibilidad la planta fotovoltaica mediante un software especializado.

CAPITULO 1

Marco Teórico

En este capítulo se realiza un estudio bibliográfico de la situación energética fotovoltaica (FV) alrededor del mundo considerando los países de mayor generación fotovoltaica y se realiza un breve análisis comparativo a nivel de producción energética. Se analiza los componentes de las plantas fotovoltaicas y tecnologías existentes considerando topologías en cuanto a configuración de inversores fotovoltaicos.

1.1 Plantas fotovoltaicas alrededor del mundo

En la actualidad se apunta a una economía saludable basada en su totalidad en la energía renovable (SolarPower Europe, 2019). La fuente de energía de más rápido crecimiento alrededor del mundo es la fotovoltaica que actualmente cuenta con una capacidad instalada a nivel mundial de 291 GW (IEA Bioenergía, 2018). Según las estadísticas obtenidas de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) los países que lideran la generación fotovoltaica en el mundo son China con más de la mitad de la producción mundial, Alemania y Estados Unidos que en los últimos años han construido sistemas solares fotovoltaicos a gran escala (IRENA Statistics, 2019).

China tiene una capacidad de generación fotovoltaica de 53.3%, por lo que lidera la producción mundial de este tipo de energía (Solar Power Europe, 2018, p. 5). Hasta el 2018, la capacidad instalada en este país es alrededor de 175 GW (IRENA Statistics, 2019, p. 24). Entre los sistemas fotovoltaicos más grandes que tiene China están la Gran Muralla Solar con 1547 MW (Solar.SG, 2019), y el Parque Solar Datong con 1000 MW instalados (Panda-Green, 2019). En cambio, en el caso de Alemania se tiene una capacidad instalada de 45 GW (IRENA Statistics, 2019, p. 25).

En Estados Unidos se ha optado por las energías renovables como una opción para disminuir la contaminación por combustibles fósiles (IRENA Cost and Competitive Indicators PV, 2017). En el 2018 su capacidad instalada se incrementa a 49.7 MW (SEIA Reports, 2019). Se han creado sistemas fotovoltaicos sobre los 500 MW, entre los más grandes se encuentran Solar Star de 579 MW, Copper Mountain con 552 MW y Desert Sunlight Solar Farm 550 MW (Sun Power, 2019).

En el caso de América del Sur, la capacidad instalada se encuentra dentro de los 5.47 GW según reporta IRENA Statistics (2019). Por ejemplo, Chile es un referente de generación fotovoltaica en América del Sur (Cabrera Tobar et al., 2016). Este país ha

alcanzado los 2.14 GW (IRENA Statistics, 2019, p. 26) y se destacan algunos sistemas fotovoltaicos de gran tamaño como la Planta Solar Fotovoltaica Quilapilún 110 MW, la Instalación Solar Fotovoltaica San Andrés 50 MW y el Parque Fotovoltaico Javiera 69 MW (EIFFAGE Energía, 2019).

Para el 2018 Brasil alcanza una capacidad de generación fotovoltaica de 2.3 GW (IRENA Statistics, 2019, p. 26). Por su nivel de generación se destacan tres grandes plantas fotovoltaicas Nova Olinda 292 MW, Ituverava 254 MW y Lapa 158 MW. Además de las grandes plantas fotovoltaicas en este país se incentiva la micro generación distribuida con el fin de alcanzar la autosostenibilidad (ANEEL, 2019).

En Ecuador, existen 24 plantas fotovoltaicas, siete plantas están ubicadas en las islas Galápagos de estas solo Puerto Ayora supera el megavatio de generación con 1.5 MW generados. Por otra parte, existen 17 plantas fotovoltaicas distribuidas alrededor de todo el Ecuador continental con niveles de generación de alrededor de 1 MW, de las que se destaca la planta fotovoltaica Salinas que tiene un nivel de generación de 3 MW. Según el Balance Nacional de energía Eléctrica, Febrero del 2019 la potencia instalada fotovoltaica es de 27.63 MW, esto representa únicamente el 0.32% del total de todas las fuentes de generación eléctrica en el país (ARCONEL Balance, 2019).

A continuación, se presenta un breve análisis de la situación energética a nivel mundial y los países que destacan en la generación fotovoltaica.

TABLA 1. SITUACIÓN ENERGÉTICA FOTOVOLTAICA DE LOS PAÍSES DE MAYOR RELEVANCIA A NIVEL MUNDIAL

| País | Potencia Instalada |
|-----------------------|--------------------|
| China | 175 GW |
| Estados unidos | 49.7 GW |
| Alemania | 45 GW |
| Brasil | 2.30 GW |
| Chile | 2.14 GW |
| Ecuador | 27.63 MW |

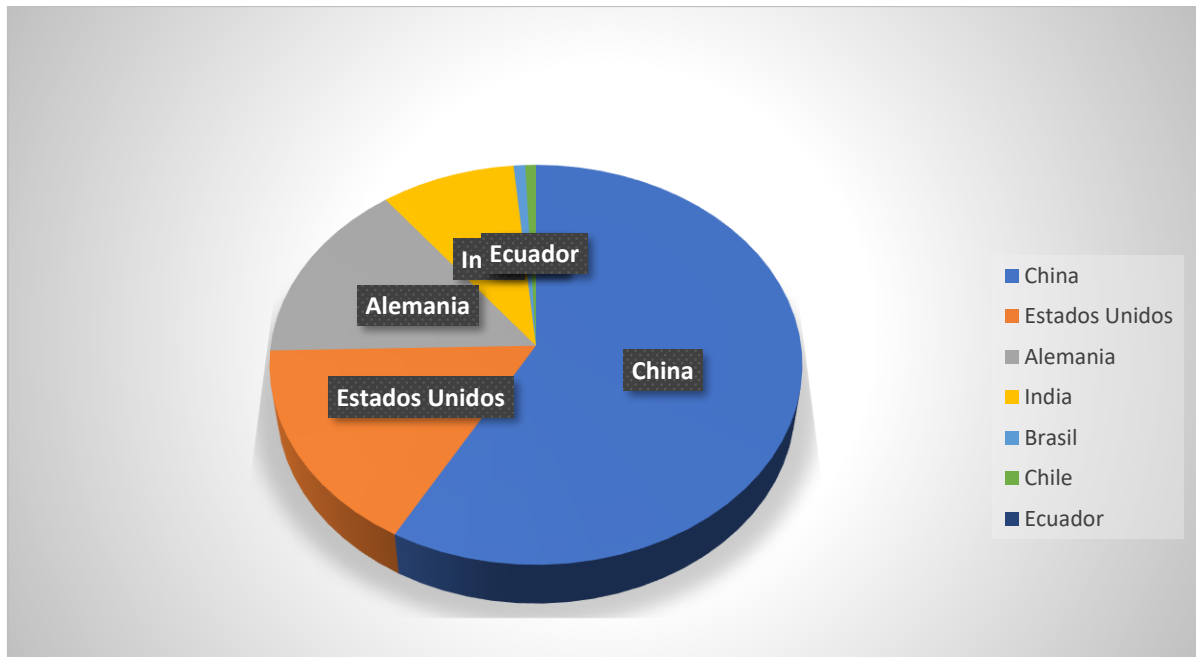


Fig 1. Actualidad de la capacidad fotovoltaica instalada a nivel mundial
(Autor, 2019)

En cuanto a niveles de generación fotovoltaica el país aún está en vías de desarrollo, apenas tiene el 27.63 MW de generación fotovoltaica solo comparándolo con Chile existe una diferencia abismal. En la tabla 1 se observa la potencia instalada de cada país y Ecuador está muy distante a los demás, esto se puede ver de mejor manera en el gráfico 1, la capacidad total no es más grande que algunas centrales fotovoltaicas de los demás países.

1.2 Componente de plantas fotovoltaicas

Los principales componentes de una planta fotovoltaica conectada a la red son.

- Módulos fotovoltaicos
- Inversor
- Transformador elevador.
- Protecciones

1.2.1 Módulo fotovoltaico

Es el componente principal de una planta fotovoltaica capaz de soportar grandes niveles de voltaje en el material y cambios de temperatura desde 85 ° C a -40 ° C (Panasonic, 2019). Su función es convertir la radiación solar en energía eléctrica (Sunpower, 2019). Está compuesto por una gran cantidad de células solares en una configuración serie-paralelo (Lim et al., 2016, p. 1). Para aplicación en plantas

fotovoltaicas se construyen módulos fotovoltaicos (FV) con una vida útil de hasta 25 años y eficiencias de alrededor del 17%. (Panasonic, 2019).



*Fig 2. Panel Solar
(Sun Power, 2019)*

Los módulos solares (FV) deben tener una correcta orientación y posicionamiento en dirección al sol, de modo que capten la mayor cantidad de radiación (Chaib et al., 2015). Según (Chaib, Kesraoui, & Kechadi) se considera la implementación de sistemas de seguimiento de uno y dos ejes con el fin de alcanzar un rendimiento de 34% a 41% respectivamente (2015, p. 1). Sin embargo el sombreado, acumulación de polvo y suciedad son problemas inherentes que afectan al rendimiento de los módulos y sistemas fotovoltaicos en general y se debe considerar medidas preventivas para alcanzar el máximo rendimiento en la planta (Patil & Asokan, 2017, p. 1).

1.2.2 Estructura de Soporte

Este es un elemento de sujeción, unión, fijación y protección mecánica de los componentes de una planta fotovoltaica, no solo es para el soporte de módulos fotovoltaicos si no también se incluye las cajas con sus protecciones situadas en la estructura (*NORMA ECUATORIANA DE CONSTRUCCIÓN NEC-11 CAPÍTULO 14 ENERGÍAS RENOVABLES*, n.d., p. 47)

Según el NEC 11, Capítulo 14 se debe tener en cuenta las siguientes especificaciones:

- a) Las estructuras deben resistir mínimo 10 años a la intemperie sin sufrir daños aparentes de corrosión o fatiga mecánica.
- b) Deben soportar una velocidad del viento de 100 km/h.
- c) La inclinación de la estructura puede estar comprendida entre 5° y 10°.
- d) Ningún elemento o componente de la estructura debe causar sombra en ningún instante del día.
- e) La tornillería debe estar fabricada en acero inoxidable o bronce.

1.2.3 Inversor Fotovoltaico

Es un equipo fundamental en una planta fotovoltaica, el cual tiene la capacidad de convertir el voltaje en corriente continua (CC) generado por Los módulos FV a un voltaje senoidal en corriente alterna (CA). En la entrada del inversor se tiene uno o varios seguidores de máximo punto de potencia (MPPT) a fin de extraer la mayor cantidad de energía (Wang et al., 2016). En el lado CA se conecta el inversor a la red mediante un grupo de transformación que eleva el nivel de voltaje a un valor más adecuado (Cabrera Tobar et al., 2016, p. 310).

Se considera tres principales topologías de conexión del inversor con los módulos FV y el transformador, estas son: central, cadena y multicadena. (Cabrera Tobar et al., 2016) La topología central interconecta las cadenas fotovoltaicas a un único inversor (Volodimir, 2018). En una topología de cadena se conecta una cadena fotovoltaica a un inversor (Volodimir, 2018) y en la topología multicadena se incluye un inversor CC/CC antes de conectarse a un inversor CC/CA (Rivera et al., 2011).

Por otra parte dependiendo de las etapas que un inversor necesita para convertir el voltaje CC a CA se agrupan de la siguiente forma, primero están los inversores de tipo central y cadena de una sola etapa CC/CA y segundo el Inversor multicadena de dos etapas, CC/CC y CC/CA (Cabrera Tobar et al., 2016, p. 310). Finalmente, en una planta fotovoltaica, se debe sincronizar todos los inversores a 60 Hz, de manera que el generador pueda suministrar energía al sistema eléctrico con una variación de ± 0.5 Hz (Arconel 07/18, 2019).

1.2.4 Transformadores

Los transformadores son equipos que pueden operar en cualquier condición ambiental. Están contruidos con el fin de aumentar el nivel de voltaje o intensidad. Están diseñados generalmente con tres líneas en medio voltaje (MV). (ECUATRAN Distribución, 2019). Se clasifican según el nivel de voltaje (ABB, 2019, p. 34).

En plantas fotovoltaicas a gran escala se requiere dos tipos de transformadores. El primero eleva el voltaje del inversor a un rango de medio voltaje (MV). El segundo eleva el voltaje (MV) a un rango más amplio en alto voltaje (AV), adicionalmente brinda protección galvánica entre la planta fotovoltaica y la red eléctrica (Cabrera Tobar et al., 2016, p. 311). El Arconel en la resolución Nro. 074/17 establece: (MV) en un valor mayor a 0.6 kV y menor a 40 kV y (AV) en un valor superior a los 40 kV.



*Fig 3. Transformador tipo seco para medio voltaje
(ABB, 2019)*

La elección de un transformador depende de la potencia del inversor FV. Para inversores con potencia mayor a 500 kW se requiere de transformadores con salida trifásica (Trevas et al., 2012). Para aplicaciones en (MV) se recomienda usar las siguientes configuraciones *Dynyn, Ddndn, Ydndn, YNynyn, YNynyn, YNdndn* (Sma Solar Technology, 2019). Estos transformadores se instalan ya sea a la intemperie o en bóveda, requieren de poco mantenimiento y brindan seguridad en la instalación (ABB, 2019, p. 37).

1.3 Protecciones utilizadas en sistemas fotovoltaicos.

La protección contra riesgos eléctricos en los equipos de una planta fotovoltaica no se debe tomar a la ligera, existen equipos con partes energizadas que pueden verse afectados si no están debidamente protegidos, es por esto que se analiza algunos de estos equipos de protección y seccionamiento de la planta fotovoltaica.

1.3.1 Protecciones en los módulos fotovoltaico.

Los dispositivos de protección más utilizados para evitar pérdidas de energía y puntos calientes son los diodos de bloqueo y derivación. (Mustafa et al., 2018, p. 2).

Las células FV son susceptibles a daños por exceso de disipación de energía a causa de los puntos calientes y por el efecto de polarización directa que ocurre en la noche afectando toda la matriz fotovoltaica (Tom & Luis, 2003, p. 525). Los diodos de bloqueo evitan el paso de corriente inversa y protegen las cadenas FV contra sobrecargas.(Kumar & Vadhera, 2014, p. 2).

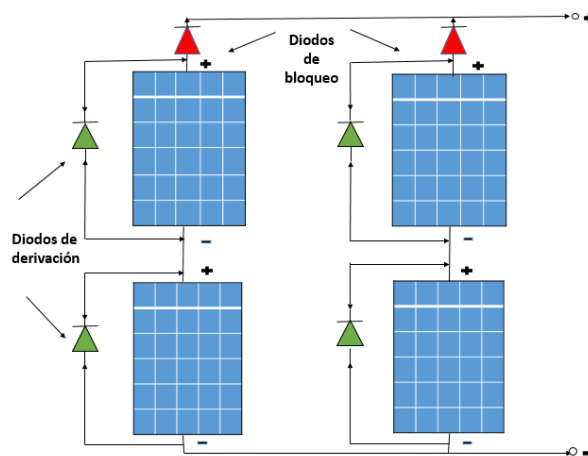


Fig 4 Configuración de diodos de bloqueo y derivación utilizados como protección de módulos FV
(Autor, 2019)

Las pérdidas de energía a causa del sombreado total o parcial en una cadena ocasionan un desajuste en la corriente total que proporciona la cadena FV. En este caso una o varias celdas FV pueden entrar en estado de cortocircuito y deteriorarse progresivamente. Se puede evitar este fenómeno utilizando diodos de derivación (Tom & Luis, 2003, pp. 526–527). La función de un diodo de derivación es tomar solo una cierta cantidad de corriente del total que atraviesa por la celda solar sombreada (Kumar & Vadhera, 2014, p. 2).

1.3.2 Protecciones en las cadenas fotovoltaicas

Las cadenas FV deben estar protegidas contra sobre sobrecargas, sobrecorrientes y corrientes inversas (Bussmann, 2019, p. 8). En caso de falla por sobrecorrientes, el conductor de cadenas FV debe sobredimensionarse para evitar sobrecargas e incendios. La corriente inversa en las cadenas FV podría exceder el valor permisible por

la matriz FV y no sería suficiente con el sobredimensionamiento del conductor. Es por esto que se debe instalar fusibles en la parte positiva y negativa del cableado CC.

Se utiliza fusibles del tipo PV, NH, XL para sobrecorrientes tanto en los módulos FV como en el conductor eléctrico.

TABLA 2. CARTUCHOS FUSIBLES FOTOVOLTAICOS

| SERIE | MÁXIMA CORRIENTE DE FALLO (Amperios) | MÁXIMO NIVEL DE VOLTAJE (Voltios CC) |
|-----------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| PVM | 4 a 30 | 600 |
| PV-A10 | 1 a 25 | 1000 |
| PV-A14F | 15 a 32 | 1000/1100 |
| PV-A14L | 15-32 | 1300/1500 |
| NH/PV-ANH | 32 a 400 | 1000 |
| XL/PV-XL | 50 a 600 | 1000/1500 |
| PV/PV-AF | 160 a 400 | 1000 |

Además se debe contar con un interruptor de corte en carga, aislando el área de manera que se pueda aplicar acciones correctivas (Cahor, 2019, p. 6). Según Bussman (2019), se debe instalar una caja de conexión, y en su interior deben ir los dispositivos de protección (p 41).

1.3.3 Protección en el inversor

En el inversor se requiere de fusibles e interruptores magnéticos y seccionadores, con el fin de aislarlo y así realizar acciones de mantenimiento cuando se requiera. Actualmente existen portafusibles y fusibles de hasta 1500V CC (Cahor, 2019).



Fig 5. Portafusibles
(ABB, 2019)

Los interruptores magnetotérmicos y seccionadores están diseñados para rangos hasta de 1500 V CC y 5kA de poder de corte para extinguir el arco eléctrico y cortocircuitos (ABB, 2019).



Fig 6. Interruptores magnetotérmicos y seccionadores tipo S800 PV-SP y S800 PV-SD (ABB, 2019)

En cuanto a protección de sobrevoltajes existen dos tipos según la ABB, tipo 1 (corriente impulso 6,25 kA) o tipo 2 (corriente máxima 40 kA), estos también brindan protección contra cortocircuitos (ABB, 2019).



Fig 7. Protección contra sobrevoltajes (ABB, 2019)

1.3.4 Puesta a tierra

La puesta a tierra en una planta fotovoltaica se la hace con el fin de minimizar los riesgos en caso de fallas en el sistema. Las fallas a tierra se originan por contacto de un conductor con una parte metálica aterrada, generalmente por deterioro del aislamiento, corrosión o daño del conductor al momento de ser instalado (Tom & Luis, 2003).

Los equipos conectados a tierra disminuyen riesgos tanto del personal como del mismo sistema, se evita descargas por contacto directo y a la vez se brinda protección al sistema contra sobretensiones e interferencia electromagnética (IEM). Los conductores CC deben estar debidamente conectados a tierra, generalmente se debe aterrizar el punto medio de una cadena FV (Tom & Luis, 2003, pp. 675–676). El Arconel en su resolución 003/18 establece que toda parte metálica debe estar conectada a un mismo punto de tierra, independiente de la empresa de distribución a la que se conecte el sistema fotovoltaico (Arconel 003/18, 2018).

1.3.5 Protección por diseño

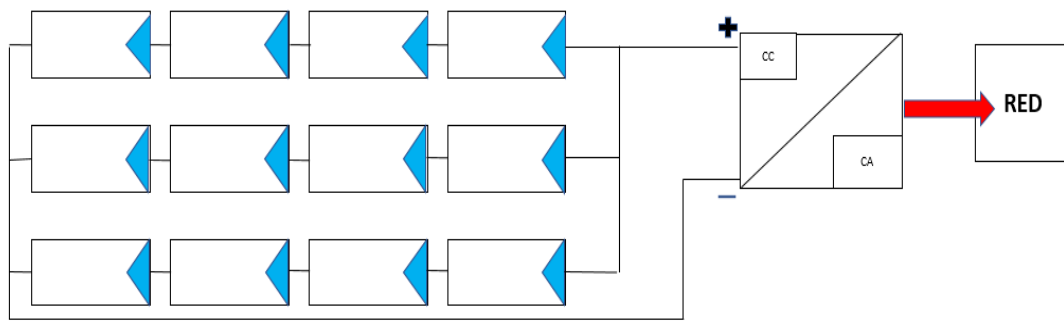
Para que una planta fotovoltaica tenga un diseño eficiente se debe seleccionar los componentes más adecuados y hacer una instalación cuidadosa para prevenir fallas. El cableado de CC de un arreglo de módulos FV debe especificarse y clasificarse para evitar riesgos. Se utiliza cables con doble aislamiento y un solo núcleo, cables con aislamiento básico de un solo núcleo con armadura a tierra o el uso de cables aislados y de conductores separados (Tom & Luis, 2003, p. 676). El cableado que se utiliza desde el arreglo de módulos FV hacia la caja de conexiones e interruptores es de cobre, con suficiente protección ultravioleta y resistente a las temperaturas elevadas. El cable y la cubierta deben tener aislamiento con una baja emisión de humos y libre de alógenos (LSHZ) (TopCable, 2019.). Una buena disposición del cableado disminuye el riesgo de cortocircuitos, el cableado positivo y negativo se debe separar mediante cajas de conexión independientes o a la vez mediante placas no conductoras (Tom & Luis, 2003, p. 677).

1.4 Topologías del inversor fotovoltaico

El inversor fotovoltaico puede tener algunas configuraciones como se explica en la sección (1.2.2). A continuación, se explica cada una de estas configuraciones.

1.4.1 Central

En esta topología los módulos fotovoltaicos se conectan en serie y paralelo formando matrices de tal manera que se distribuyen en forma de cadenas, estas cadenas están conectadas en serie para obtener mayor voltaje (Volodimir, 2018). Las cadenas se conectan a un inversor central CC/CA y se obtiene a la salida una señal trifásica senoidal (Coronel & Pasantes, 2018, p. 7). Como el inversor central tiene un único MPPT para todo el generador. El principal problema que causa el sombreado son los puntos calientes en los paneles y como resultado los valores de potencia de salida caen considerablemente (Rivera et al., 2011, p. 1).



*Fig 8. Topología Central
(Autor, 2019)*

Por otra parte, los inversores de tipo central ya cuentan con potencias superiores a los 4000 kVA y con voltajes de alrededor de 1000V CC, El inversor SUNNY CENTRAL 3000-EV alcanza una eficiencia de 98.8%, potencia de 3000 kVA y voltajes de hasta 1500 V CA (SMA Sunny Central, 2019).

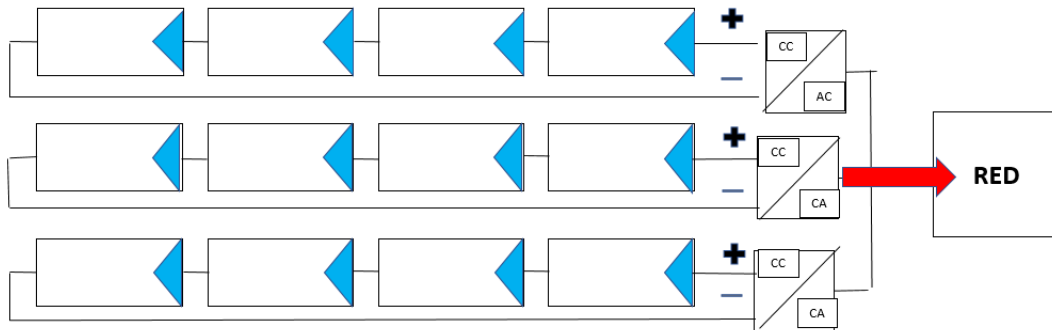


*Fig 9. Central Sunny
(SMA, 2019)*

1.4.2 Cadena

En esta topología los módulos fotovoltaicos se conectan en serie y paralelo formando matrices, finalmente estas matrices se unen en forma de cadenas (Volodimir, 2018). Cada una de las cadenas se conectan de forma individual a un inversor CC/CA para después conectarse a un bus y este a la red (Wang, Gou, Zhu, Yang, & Zhuo, 2016, p. 2). Se dispone de un (MPPT) por cada una de las cadenas conectadas al inversor

CC/CA con el fin de obtener el máximo punto de potencia de las cadenas.(Sindhu & Narendra Babu, 2018, p. 1).



*Fig 10. Topología de Cadena.
(Autor, 2019)*

Los inversores de tipo String de gran capacidad, presentan una eficiencia del 98.9% con niveles de voltaje sobre los 1500V CC a 480 V CA y 120 kW y múltiples MPPTs individuales (ABB string inverters, 2019). SMA presenta el inversor SUNNY HIGH POWER PEAK 3, con un rendimiento de 98,8%, diseñado para voltajes de entrada de 1500 V CC a 880 V CA y una potencia máxima de 150 kW.



*Fig 11. Sunny High-power Peak 3
(SMA, 2019)*

1.4.3 Multi-Cadena

En esta topología, los grupos de cadenas se conectan a un bus central mediante convertidores CC/CC y en el lado CA se conecta el inversor a un Bus de carga y posteriormente se enlaza a la red eléctrica (Rivera et al., 2011, p. 1). Además se dispone de un (MPPT) por cada cadena conectada al convertidor CC/CC con el fin de obtener el máximo punto de potencia de cada módulo fotovoltaico. (Sindhu & Narendra Babu, 2018, p. 1). La ventaja de esta topología es que se puede conectar múltiples MPPTs y no se registran pérdidas considerables en cuanto se refiere a potencia de salida (Wang et al., 2016).

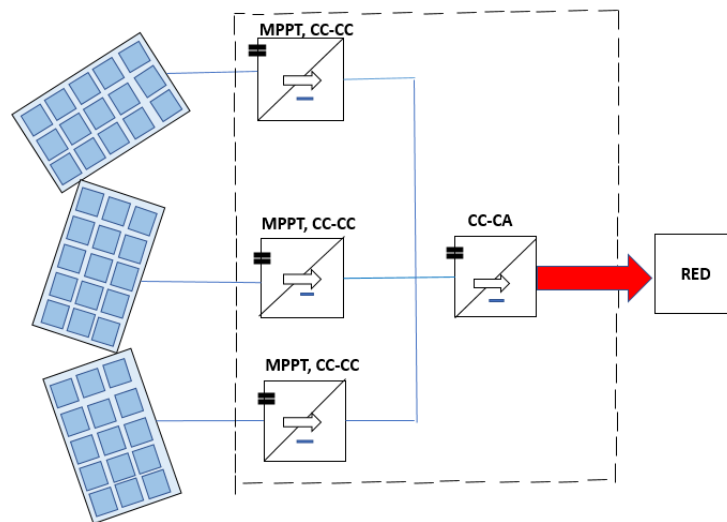


Fig 12. Topología Multicadena
(Autor, 2019)

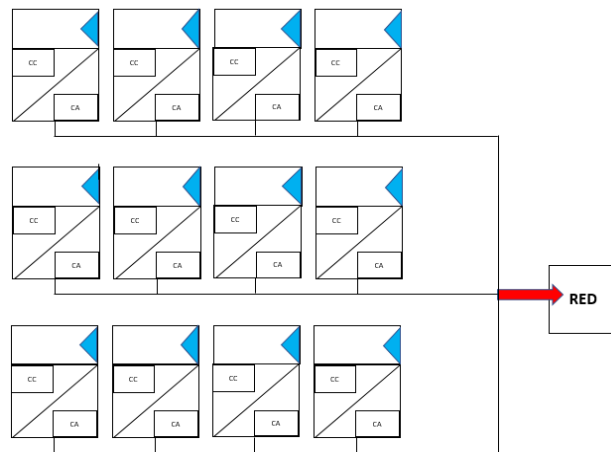
Los inversores de tipo multistring de gran capacidad, presentan un rendimiento superior al 98%. SMA presenta el inversor SUNNY TRIPOWER 60 que tiene un rendimiento de 98.8%. Un voltaje de entrada de 1000 V CC a 550 V CA y una potencia máxima de 60000 W (SMA Technical Information, 2018, pp. 2–3).



Fig 13. Inversor Sunny Tripower 60
(SMA, 2019)

1.4.4 Modular

Esta topología se diferencia de las demás porque cada módulo fotovoltaico tiene su propio microinversor que generalmente está instalado debajo de un solo módulo fotovoltaico (SEC, 2014, p. 5). Consta de dos partes un convertidor de refuerzo CC/CC que eleva el voltaje generado y un inversor CC/CA de conexión a red (Nezamuddin et al., 2016, p. 1). Disminuyen los efectos negativos por sombreado y se reducen considerablemente las pérdidas por puntos calientes, debido a que cada módulo fotovoltaico cuenta con su propio MPPT (Palma, 2016)



*Fig 14. Topología Modular
(Autor, 2019)*

1.5 Topologías de la planta fotovoltaica

Para esta sección se describe sobre la distribución que pueden tener los generadores fotovoltaicos dentro de una planta fotovoltaica. Estas topologías pueden ser tipo radial, anillo o estrella. A continuación, se describe cada una de éstas.

1.5.1 Radial

En esta topología existen dos o más grupos de generación conectados a un punto de acoplamiento común. Varios generadores están conectados en serie por medio de una misma línea a un punto de acoplamiento común (barra principal). El grupo de generación se conecta a un transformador elevador y éste al alimentador que soporta toda la potencia producida (Tobar, 2018, p. 31).

En la figura 15 se muestra el esquema radial, en este se observa dos grupos de generación conectados a un punto de acoplamiento común (barra principal).

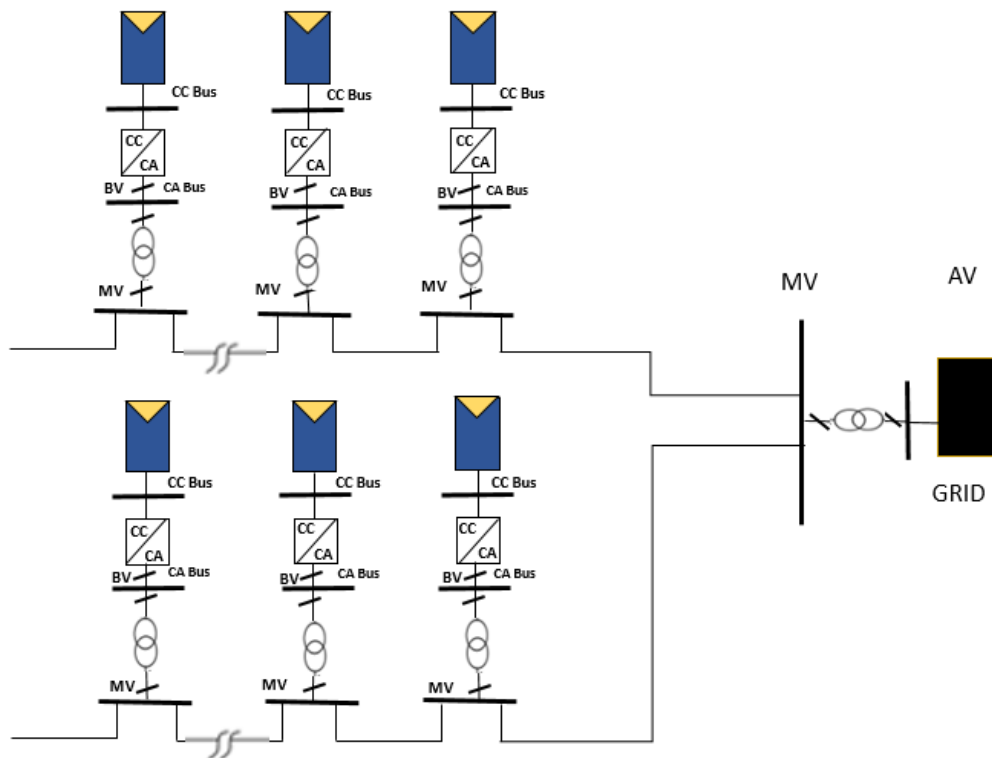


Fig 15. Configuración Radial
(Autor, 2019)

Se opta por la construcción de plantas fotovoltaicas de tipo radial debido a su simplicidad y reducido costo de fabricación. Pero, por otro lado, sí en una planta fotovoltaica existen dos generadores conectados a un único alimentador y suponiendo que se desconecta uno de estos ya sea por daño, mantenimiento o cambio de equipos, la planta pierde la mitad de su capacidad de generación.

1.5.2 Anillo

Esta topología se diferencia de la anterior debido a que se incluyen dos alimentadores independientes con un diseño radial (Tobar, 2018, p. 32), tiene la facilidad de suministrar energía al alimentador desde varios puntos de generación (Borodulin, 2015, p. 2).

En las figuras 16 y 17 se muestran dos casos de estudio, para el caso (a) ambos grupos de generación están interconectados entre sí en una configuración serie con un punto de acoplamiento común. Por lo contrario, para el caso (b) cada grupo de generación se conecta a un punto de acoplamiento común en MV de forma independiente uno del otro.

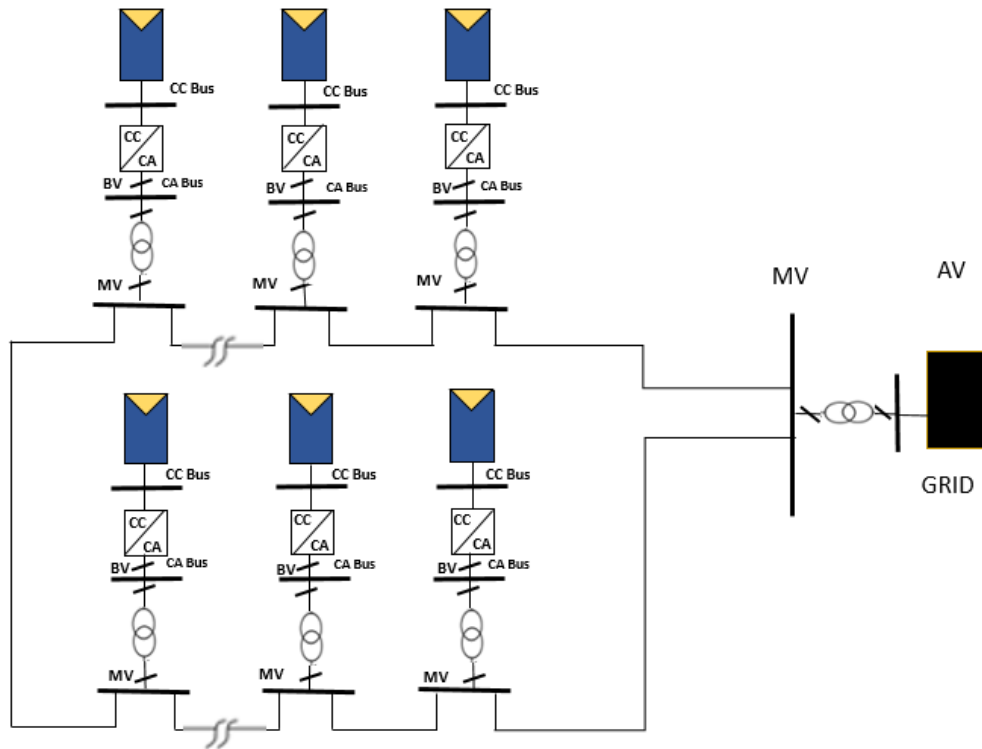


Fig 16. Configuración Anillo caso (a)
(Autor, 2019)

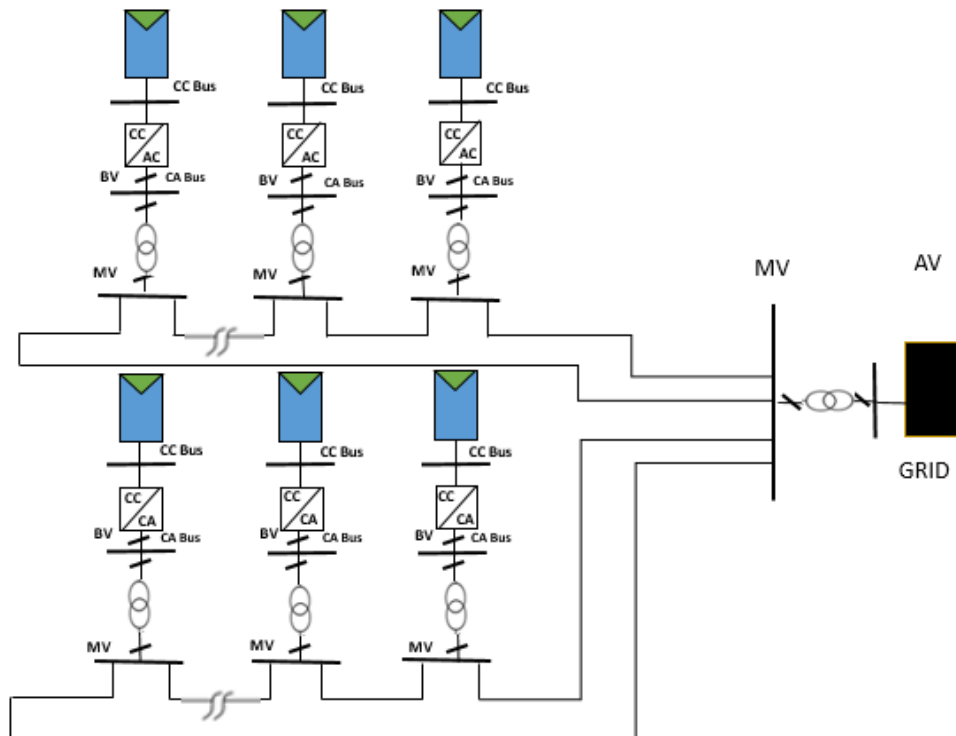


Fig 17. Configuración Anillo caso (b)
(Tobar, 2018)

Este diseño se hace como respaldo en caso de que uno de los generadores deje de operar, se conecta otro a fin de reducir las pérdidas originadas por desconexión o falla. Tiene un costo elevado y es recomendable en plantas fotovoltaicas grandes donde la generación fotovoltaica suple el costo de implementación.

1.5.3 Estrella

Esta topología es más confiable en comparación a los casos anteriores debido a que todos los generadores están conectados a un punto de acoplamiento común (SEC, 2014). El grupo de generación en esta configuración se conecta al alimentador por medio de un transformador elevador, obteniendo un sistema robusto y confiable (Tobar, 2018, pp. 32–33).

En las figuras 18 y 19 se muestran dos casos de estudio, para el caso (a) cada generador se conecta de forma independiente a un punto de acoplamiento común (barra principal) en MV, Para el caso (b) cada grupo de generación tiene su propio punto de acoplamiento al que se conectan los generadores, y después salen dos líneas para conectarse a un punto de acoplamiento principal, finalmente el transformador se encarga de elevar el voltaje a un nivel más adecuado para conectarse a la red por medio del alimentador.

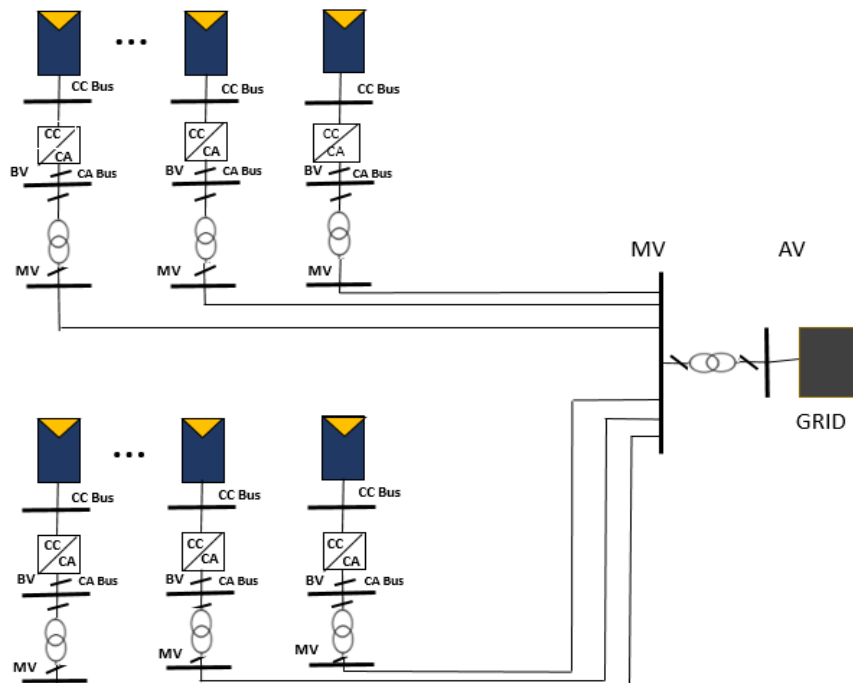


Fig 18. Configuración Estrella caso (a)
(Tobar, 2018)

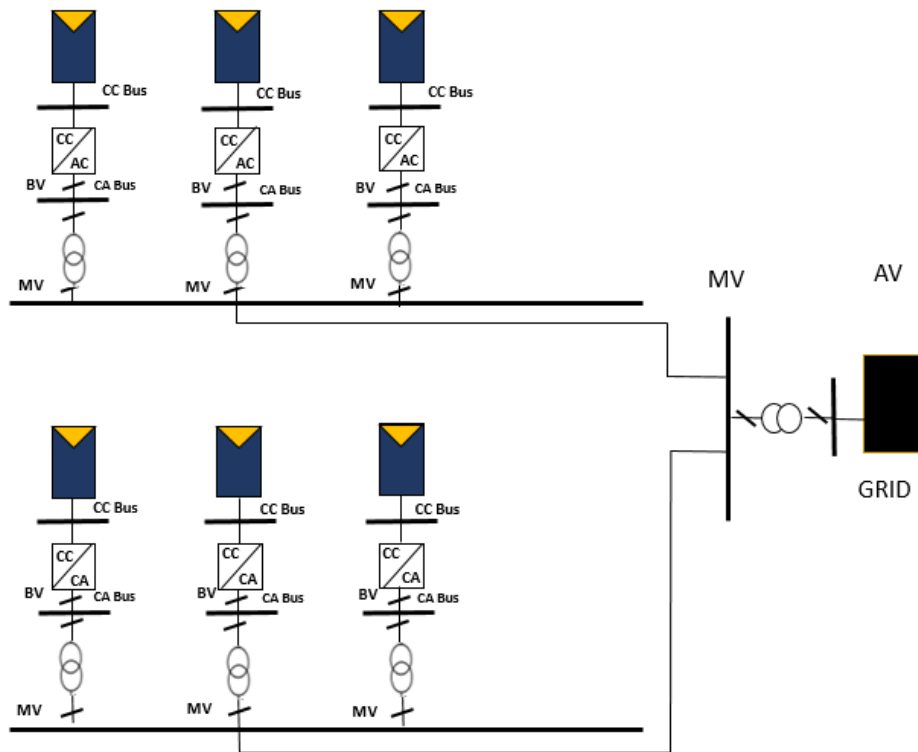


Fig 19. Configuración Estrella caso (b)
(Tobar, 2018)

Para esta configuración se puede tener varios alimentadores dependiendo del tamaño de la planta y la potencia que se requiera. Se utiliza inversores de tipo String y Multistring y se disminuye en gran cantidad las pérdidas debido a la facilidad de conectarse de forma independiente los generadores (SMA Planning of a PV Generator, 2013).

De acuerdo a lo analizado en este capítulo, se observa que un generador fotovoltaico puede ser tipo central, de cadena o multicadena. Además, la topología de la planta puede variar entre radial, anillo, estrella. En el siguiente capítulo se realizará el dimensionamiento de una planta fotovoltaica con topología tipo radial- anillo y su generador FV tipo central.

CAPITULO 2

En este capítulo, se realiza el dimensionamiento de los componentes básicos de una planta fotovoltaica de 25 MW. Esta planta considera 25 generadores fotovoltaicos tipo central de 1 MW. Los componentes del generador fotovoltaico son: matriz de módulos fotovoltaicos, inversor fotovoltaico y transformador que se dimensionan de acuerdo a las condiciones ambientales de la zona 1 del país.

2.1 Introducción

La planta fotovoltaica consta de 25 generadores fotovoltaico con una capacidad de 1 MW. Cada generador fotovoltaico está compuesto de una matriz de módulos fotovoltaicos, un inversor tipo central y un transformador.

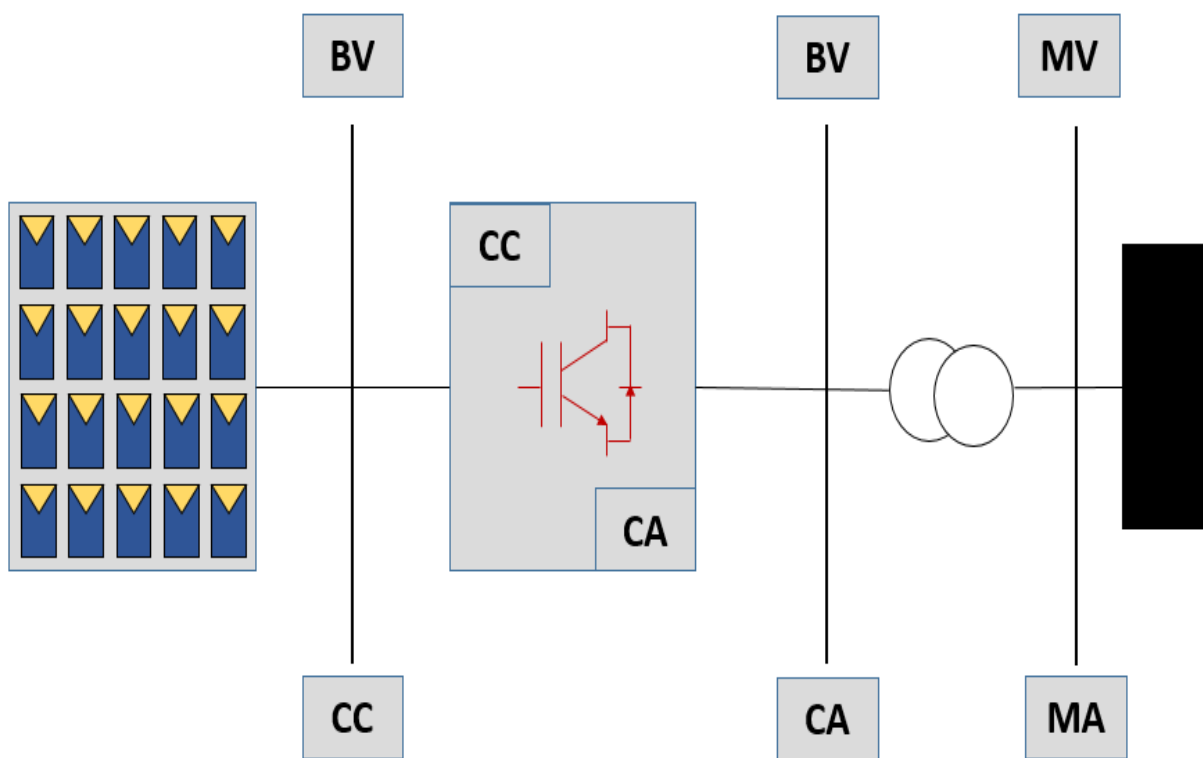


Fig 20. Partes del Generador Fotovoltáico

(Autor, 2020)

Para el diseño de este generador fotovoltaico se necesita elegir un módulo fotovoltaico y un inversor central comercial. La elección adecuada de estos equipos aporta con los datos para el diseño de cada una de las partes del generador fotovoltaico.

- **Módulo fotovoltaico**

El módulo fotovoltaico de la marca SUNPOWER y del modelo SPR-E20-327, tiene características técnicas y estructurales que lo hacen superior en muchos aspectos a otros módulos, entre las cuales se considera potencia generada, eficiencia y rendimiento a continuación, se detalla las características técnicas más relevantes del módulo fotovoltaico que se ha seleccionado para el diseño de la planta.

TABLA 3. DATOS TÉCNICOS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

| FABRICANTE | SUNPOWER |
|--|-----------------|
| MODELO | SPR-E20-327 |
| POTENCIA NOMINAL | +5/-0 % |
| EFICIENCIA | 20.4 % |
| VOLTAJE NOMINAL (Vmpp) | 57.4 V |
| CORRIENTE NOMINAL (Impp) | 8.18 A |
| VOLTAJE EN CIRCUITO ABIERTO | 64.9 V |
| CORRIENTE EN CORTO CIRCUITO | 6.46 A |
| TENSION MÁXIMA DEL SISTEMA | 600-1000 V |
| FUSIBLE MÁXIMO DE SERIE | 15 A |
| MÁXIMA TEMPERATURA DE OPERACIÓN | +85° C |
| MÍNIMA TEMPERATURA DE OPERACIÓN | -40° C |

- **Inversor fotovoltaico**

El inversor elegido es el SUNNY CENTRAL, diseñado para una potencia de 1.122 MW, con voltajes de entrada de hasta 1000 V CC y eficiencia de 98.8% (SMA Sunny Central, 2019). A continuación, se detalla las especificaciones técnicas más importantes que presenta y por las cuales este inversor es ideal para realizar el diseño de la planta FV.

TABLA 4. DATOS TÉCNICOS SUNNY CENTRAL CP 1000 V

| ENTRADAS (CC) | |
|---|---|
| Potencia máxima (cos ϕ =1) | 1122 kW |
| Máx voltaje de entrada | 1000 V |
| Voltaje $_{CD}$ MPP (25°/40°/50°) | 688V a 850 V / 625V a 850 V / 596V a 850V |
| Voltaje mínimo de entrada $_{CD}$ | 688 V |
| Corriente máxima de entrada I_{CD} | 2500 A |
| Máxima corriente de cortocircuito | 6400 A |
| Número de entradas independientes (MPP) | 9 |
| SALIDAS (CA) | |
| Potencia nominal con un cos = 1 (25° C / 40° C / 50° C) | 11000 kVA /1000 kVA /900 kVA |
| Voltaje nominal $_{CA}$ | 405V /365V a 465V |
| Corriente nominal $_{CA}$ | 1568 A |
| Máx. distorsión armónica | 0.03 % |
| Frecuencia a red | 50, 60 Hz |
| Coefficiente de temperatura | -0.35%/°C |

- Transformador

El transformador elegido es tipo encapsulado PGTR DRY de la marca ABB, diseñado para soportar una potencia de 1.5 MW y un voltaje de 819.72 V en bajo voltaje y 13.8 kV en alto voltaje, necesita menos espacio comparándolo con los transformadores en aceite de las mismas características (ABB, 2017, pp. 10–23).

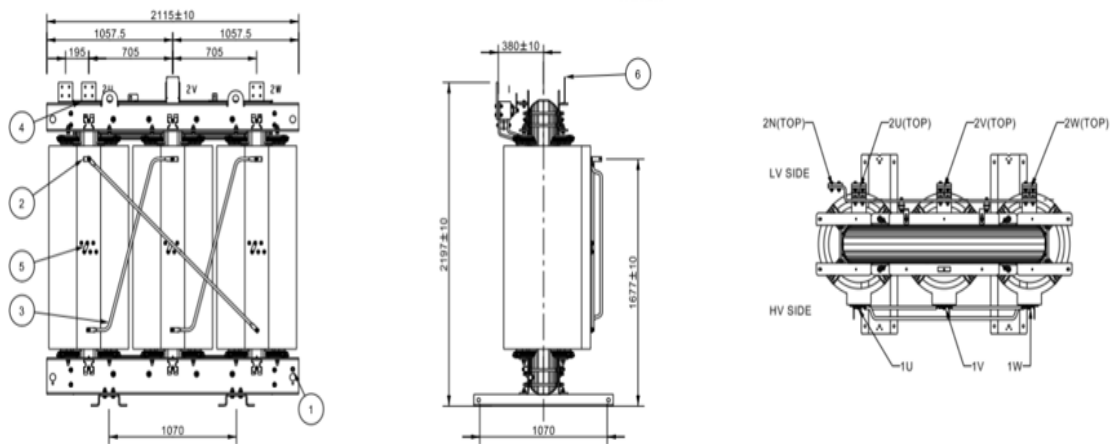


Fig 21. Transformador Tipo Seco
(ABB, 2019)

El fabricante construye el transformador de acuerdo al dimensionamiento realizado por el comprador. A continuación, se presenta una tabla para el nivel de aislamiento a distintos valores de voltaje.

TABLA 5. NIVELES DE AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR TIPO SECO

| Voltaje máximo del equipo (kV) | Voltaje nominal no disruptivo de corta duración | Voltaje no disruptivo nominal, de impulso de descarga atmosférica (valor pico) | |
|--------------------------------|---|--|---------|
| | | Clase 1 | clase 2 |
| ≤ 1.1 | 3 | - | - |
| 3.6 | 10 | 20 | 40 |
| 7.2 | 20 | 40 | 60 |
| 12 | 28 | 60 | 75 |
| 15 | 31 | 60 | 75 |
| 17.5 | 38 | 75 | 95 |
| 24 | 50 | 95 | 125 |
| 36 | 70 | 145 | 170 |

Considerando que el transformador se ha dimensionado para un voltaje de 819.72 V en bajo voltaje y 13.8 kV en alto voltaje, se toma el valor de 15 kV para el nivel de aislamiento (ABB, 2017, p. 23).

2.2 Diseño del generador fotovoltaico

Para determinar el número de la matriz de módulos FV para 1MW se considera los voltajes críticos que son: Voltaje en circuito abierto, voltaje del punto máximo de potencia. Además, se considera también los puntos críticos de corriente y potencia: corriente de corto circuito y potencia máxima. Para estos valores críticos se tiene en cuenta las condiciones ambientales de la zona, especialmente la temperatura y la radiación solar.

Considerando que la temperatura varía dependiendo de la radiación solar si se eleva el valor de temperatura, el voltaje de los módulos disminuirá y la corriente se mantendrá casi constante. Los niveles de potencia se ven afectados a altas temperaturas (SMA Planning of a PV Generator, 2013). Por consiguiente, se especifica los valores mínimo y máximo de temperatura para el diseño del generador.

- $T_{\min} = 10^{\circ}\text{C}$ = Temperatura mínima esperada
- $T_{\text{STC}} = 25^{\circ}\text{C}$ = Temperatura en condiciones de trabajo estándar
- $T_{\max} = 40^{\circ}\text{C}$ = Temperatura máxima esperada

2.2.1 Voltaje en continua

Para determinar el número de módulos FV conectados en serie al inversor, se necesita conocer los valores mínimos y máximos posibles del voltaje de circuito abierto

de cada panel solar. El voltaje de circuito abierto varía de acuerdo a la temperatura de la zona como se indica en la siguiente fórmula.

$$V_{OC} = V_{OC\ STCMOD} \times \left(1 + \frac{KV \times \Delta T}{100\%}\right)$$

V_{OC} = Voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico

$V_{OC\ STCMOD}$ = Voltaje de circuito abierto de módulo fotovoltaico en condiciones estándar

KV= Coeficiente de temperatura

ΔT = Variación de temperatura en condiciones estándar y temperatura esperada

STC: condiciones estándar cuando T es 25 °C y radiación de 1000 W/m²

En el caso de la temperatura mínima, se tiene el máximo voltaje posible de circuito abierto:

$$\Delta T = T_{min} - T_{STC}$$

$$\Delta T = 10^{\circ}C - 25^{\circ}C$$

$$\Delta T = -15^{\circ}C$$

$$V_{OCmax} = 64.9\ V \times \left(1 + \frac{-0.35\%/^{\circ}C \times -15^{\circ}C}{100\%}\right)$$

$$V_{OCmax} = 68.31\ V$$

Mientras que el voltaje mínimo de circuito abierto se tiene debido a la máxima temperatura del lugar.

$$\Delta T = T_{max} - T_{STC}$$

$$\Delta T = 40^{\circ}C - 25^{\circ}C$$

$$\Delta T = 15^{\circ}C$$

$$V_{OCmin} = 54.7 \times \left(1 + \frac{-0.35\%/^{\circ}C \times 15}{100\%}\right)$$

$$V_{OCmin} = 51.83\ V$$

Por lo tanto, el módulo fotovoltaico puede tener una variación de voltaje de circuito abierto en sus terminales de 51.83 V hasta 68.31 V.

2.2.2 Matriz de módulos fotovoltaicos

Para el arreglo de la matriz de módulos FV se calcula el número de paneles conectados en series (cadenas) y el número de cadenas conectadas en paralelo.

Con la siguiente fórmula se puede hacer el cálculo del número máximo de los módulos en configuración tipo cadena, el voltaje de los módulos en serie debe ser siempre menor al de entrada máximo del inversor.

$$N_{mod\ máx\ cad} = \frac{V_{inv\ CC\ máx}}{V_{mod\ CC\ máx}}$$

$N_{mod\ máx\ cad}$ = Número máximo de módulos por cadena

$V_{inv\ CC\ máx}$ = Voltaje máximo de entrada del inversor

$V_{mod\ CC\ máx}$ = Voltaje máximo de los módulos

$$N_{mod\ máx\ cad} = \frac{1000\ V_{cc}}{68.31\ V_{cc}}$$

$$N_{mod\ máx\ cad} = 14.64$$

Con la siguiente fórmula se puede hacer el cálculo del número mínimo de los módulos para un solo generador, el voltaje de los módulos en serie debe ser siempre mayor al MPP mínimo del inversor.

$$N_{mod\ mín\ cad} = \frac{V_{inv\ CC\ mpp}}{V_{mod\ CC\ mín}}$$

$N_{mod\ mín\ cad}$ = Número mínimo de módulos por cadena

$V_{inv\ CC\ mpp}$ = Voltaje MPP de entrada del inversor

$V_{mod\ CC\ mín}$ = Voltaje mínimo de los módulos

$$N_{mod\ mín\ cad} = \frac{596\ V_{cc}}{51.83\ V_{cc}}$$

$$N_{mod\ mín\ cad} = 11.50$$

El número de módulos fotovoltaicos está limitado por el valor máximo y mínimo calculado previamente, como regla general no debe estar por encima ni por debajo de esos valores. Por lo tanto, se tiene que:

$$11.50 < N_{mod_{cad}} < 14.64$$

Considerando esto se escoge para el arreglo un total de 12 paneles en serie que aseguran el voltaje mínimo que se necesita para el trabajo del inversor.

Para obtener la potencia total cercana a 1 MW, se necesita colocar algunas cadenas de paneles solares en paralelo de acuerdo a la potencia que se requiere extraer

$$n_{min\ cad} = \frac{P_{CC}}{P_{m\acute{a}x} MOD \times N\ mod_{cad}}$$

$N_{min\ cad}$ = Número mínimo de cadenas en paralelo

P_{CC} = Potencia total del generador

$N\ mod_{cad}$ = Número de módulos por cadena en serie

$P_{m\acute{a}x} MOD$ = Potencia máxima de un módulo fotovoltaico

$$n_{min\ cad} = \frac{1000000\ W}{327\ W \times 12}$$

$$n_{min\ cad} = 254.8$$

Para asegurar la potencia, el número de cadenas en paralelo debe superar el número antes calculado. Por lo tanto, se considera un número total de 256 cadenas de paneles en paralelo. Considerando el número de paneles en serie y en paralelo se tiene un total de 12 paneles en serie que forman una cadena y 256 cadenas en paralelo.

Tabla 6. VALORES DE POTENCIA, VOLTAJE Y CORRIENTE EN LAS CADENAS

| | VALOR MÓDULO FV | N-MÓDULOS | TOTAL |
|--------------------|-----------------|-----------|----------|
| POTENCIA cad | 327 W | 12 | 3924 W |
| VOLTAJE Máx cad | 68.31 V | 12 | 819.72 V |
| INTENSIDAD Máx cad | 6.8 A | 12 | 6.8 A |

2.3 Montaje

No solo se debe tener en cuenta las consideraciones anteriores para elegir el número de módulos en configuración cadena, también se debe tener en cuenta la estructura en la cual se van a montar los módulos FV. Según especificaciones técnicas la estructura prefabricada TRIC FLEX FOUR fabricada por WAGNER SOLAR se adapta al diseño deseado y se acopla a los cálculos realizados.



*Fig 22. Estructura de Soporte para Módulos Fotovoltaicos
(Autor, 2020)*

Es capaz de soportar cuatro cadenas de 12 módulos con una inclinación que va de 0° a 45°.

Como ya se ha definido el número de módulos por cadena y número total de cadenas para una potencia de 1 MW, ahora se procede a calcular cuantas estructuras de soporte se necesitan por cada 1 MW instalado.

$$N_{TABLAS} = 256/4$$

$$N_{TABLAS} = 64$$

Considerando lo anterior, el esquema de un generador fotovoltaico para 1 MW es el siguiente:

Según la configuración realizada existen 64 estructuras de soporte para módulos FV y estas a la vez se las distribuye de tal manera que en línea recta haya 2 estructuras soporte para módulos FV formándose 32 grupos una en frente de otra.

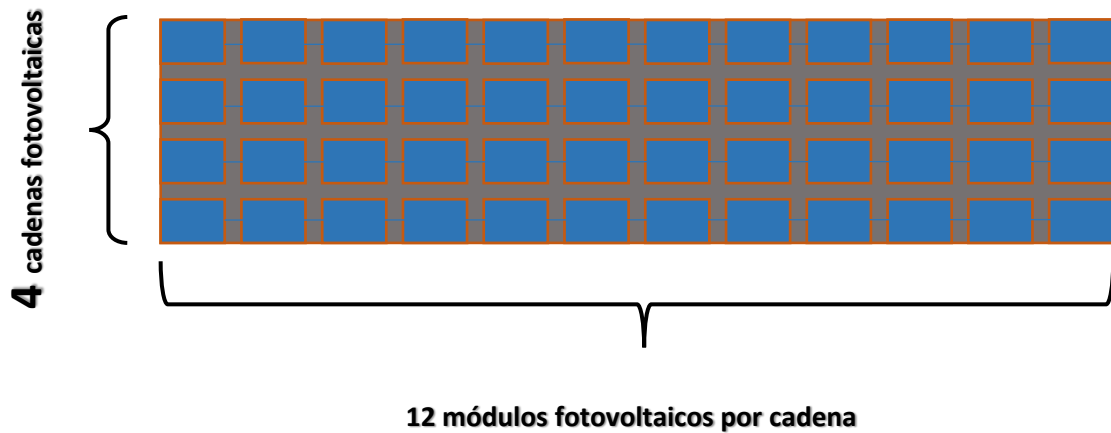


Fig 23. Diseño de la Estructura de Soporte
(Autor, 2020)

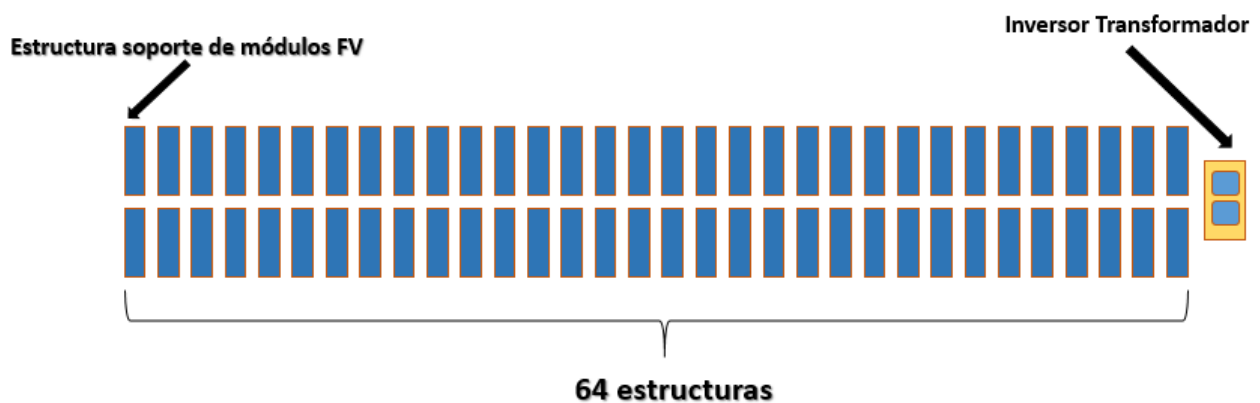


Fig 24. Diseño del Generador Fotovoltaico

(Autor, 2020)

Por cada megavatio instalado se necesita 64 estructuras de soporte. La longitud de la tabla depende del tamaño de los módulos FV que se empleará, se ha escogido el módulo FV SPR-E20-327 de SUNPOWER que presenta las siguientes características estructurales Ancho: 1558 mm, Largo: 1046 mm y Espesor: 46 mm. Además, se considera una distancia entre módulos de 3 cm.

El NEC en el Capítulo 11 sección 14.2.4.5.1 establece que por estar cerca de la línea Equinoccial y para evitar sombras a causa del polvo la estructura FV debe estar comprendida en un ángulo de inclinación de entre 5° y 10°. Considerando que la radiación solar es casi perpendicular, debido a la latitud en donde se proyecta la instalación, se llega a la conclusión que el ángulo de inclinación para los módulos fotovoltaicos es 5°.

Para el cálculo de la distancia mínima se aplica una fórmula simple, se establece para calcular la distancia desde el punto de inicio de una tabla al inicio de la a siguiente de forma vertical.

$$D_{\text{mín}} = B \cdot \cos\beta + B \cdot \text{sen}\beta$$

$D_{\text{mín}}$ = Distancia mínima entre inicio de una estructura soporte e inicio de otra

B = Ancho de la estructura de soporte

β = Ángulo de inclinación de la estructura de soporte

$$D_{\text{mín}} = 4.274m \cdot \cos 5^\circ + 4.274m \cdot \text{sen} 5^\circ$$

$$D_{\text{mín}} = 4.63 \text{ m}$$

La altura de la estructura soporte se calcula considerando la siguiente fórmula trigonométrica.

$$A1 = B \cdot \text{sen}\beta$$

$A1$ = Altura de la estructura de soporte

B = Ancho de la tabla

β = Ángulo de inclinación de la tabla

$$A2 = 4.274m \cdot \text{sen} 5^\circ + 3m$$

$$A2 = 4.274m \cdot \text{sen} 5^\circ + 3m$$

El punto más alto que se sitúa la estructura de soporte, considerando la distancia que hay desde el suelo es: 3.38 m. Se aplica la siguiente fórmula trigonométrica para calcular la distancia que existe entre estructuras.

$$L = D_{\text{mín}} - B \cdot \cos\beta$$

$$L = 5 - 4.274 \cdot \cos 5^\circ$$

$$L = 0.75 \text{ m}$$

La distancia entre estructuras de soporte finalmente es de 1 m, es más exacto y se apega más a la realidad.

2. 4 Distribución de generadores fotovoltaicos

Para la planta fotovoltaica se considera una topología mixta entre anillo y radial. Para los 25 MW se divide en 5 cadenas de generadores conectados a un solo punto de conexión. Cada cadena tiene 5 generadores conectados en serie.

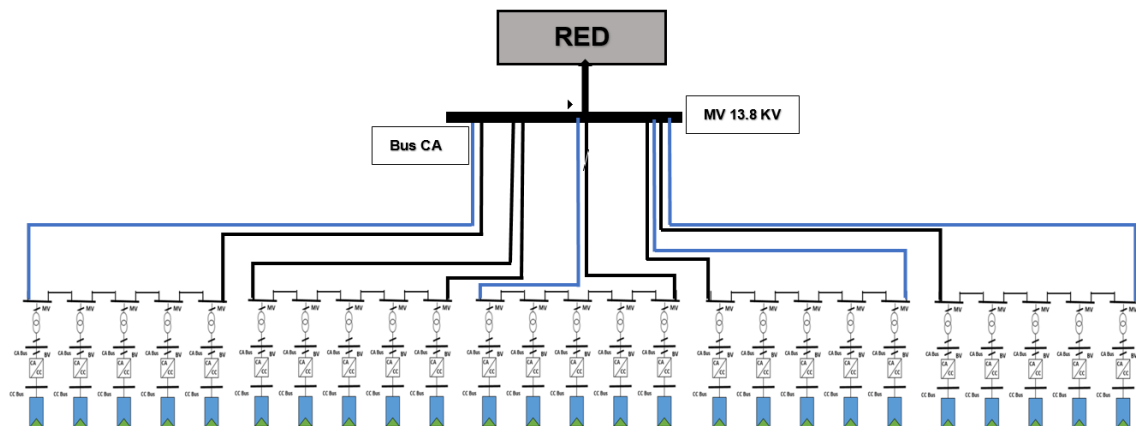


Fig 25. Esquema de la Planta Fotovoltaica en Configuración Anillo
(Autor, 2020)

Cada generador fotovoltaico ocupa un área de 7644.82 m^2 . Para su distribución en terreno se considera 5 cadenas de manera vertical y 5 generadores en cada cadena de manera horizontal. Por lo tanto, el área total ocupada por la planta fotovoltaica es de 161167.70 m^2 .

Los planos de la estructura de montaje, del generador fotovoltaico y de la planta se encuentran en los Anexos E, F, y G respectivamente. En el siguiente capítulo se considera el diseño de esta planta para el diseño eléctrico de la misma.

CAPITULO 3

Dimensionamiento Eléctrico De La Planta Fotovoltaica

En este capítulo se realiza el cálculo de sección del conductor en el lado de bajo voltaje y medio voltaje en corriente continua y corriente alterna. Se dimensiona las protecciones en las cajas de conexión, inversor y transformador. Adicionalmente se hace un cálculo general del presupuesto tanto de equipos y materiales, mano de obra e ingeniería.

3.1 Introducción

En esta sección se va a determinar el conductor eléctrico más adecuado para el generador FV, tanto para CC y CA, además de escoger la sección mínima considerando 3 criterios fundamentales.

- Caída de voltaje
- Intensidad máxima admisible
- Corriente de cortocircuito

Es necesario considerar la alta temperatura que se alcanza en las salidas de los módulos 85°C o superiores. Para el diseño de la matriz de módulos FV se especifica que la caída de voltaje no debe ser mayor a 1.5%, específicamente la caída de voltaje no debe sobrepasar 0.25% según la norma IEC 62548:2013. La sección del conductor debe ser tal que soporte el 125% de la capacidad máxima proyectada según la norma ITC-BT40. El conductor debe tener aislamiento suficiente para que sea instalado a la intemperie o enterrado en zanja.

La AENOR EA0038 establece las características que los conductores deben cumplir para instalaciones fotovoltaicas.

- Temperatura máxima del conductor 120°C
- Resistencia a temperaturas extremas
- Resistencia UV
- Resistencia al ozono
- Resistencia a la absorción de agua

- Libre de halógenos
- No propagador de incendios
- Baja emisión de gases corrosivos

Para el diseño será con un conductor de cobre con aislamiento y cubierta resistente termoestable y libre de halógenos.

3.2 Características de los equipos

El inversor central cuenta con 9 entradas de continua para lo cual se dividirá en 2 grupos. 5 entradas con 28 cadenas en paralelo y 4 entradas con 29 cadenas en paralelo.

- Entradas grupo 1 = $28 \times 3924 \text{ W} = 109872 \text{ W}$
- Entradas grupo 2 = $29 \times 3924 \text{ W} = 113796 \text{ W}$
- Grupo 1_5E = $5 \times 109872 \text{ W} = 549360 \text{ W}$
- Grupo 2_4E = $4 \times 113796 \text{ W} = 455184 \text{ W}$
- Potencial total = $549360 \text{ W} + 455184 \text{ W} = 1004544 \text{ W}$

Para la interconexión entre los paneles en serie y en paralelo se utiliza una caja de conexión. Esta caja de conexión elegida tiene un total de 32 entradas disponibles. Se utiliza 28 o 29 entradas dependiendo del grupo que corresponda. Cada generador fotovoltaico tiene un total de 9 cajas de conexión, una para cada entrada. La planta fotovoltaica tiene un total de 25 cajas de conexión.

3.3 Cálculo de la sección del conductor en CC

Antes de realizar el cálculo de la sección del conductor se debe conocer la longitud de cada una de las cajas de conexión a la cadena de paneles fotovoltaicos más alejada de cada grupo y la distancia que existe de las cajas de conexión (CJ) al inversor FV.

La configuración de las distancias de cada tramo se muestra en las figuras 26 y 27 y los resultados de las distancias se muestran en las tablas 7 y 8 respectivamente.

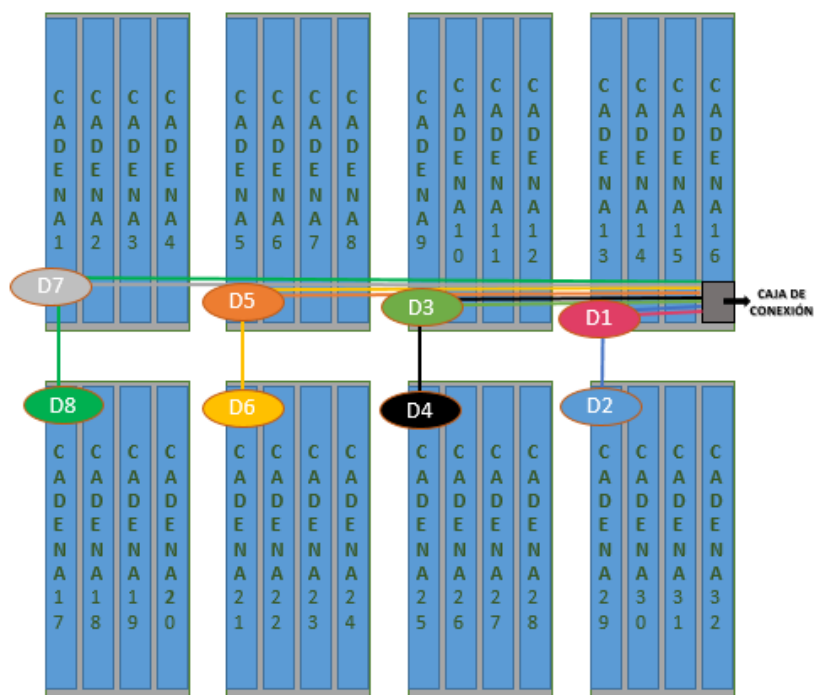


Fig 26. Esquema de los puntos de donde se toma las distancias para el cálculo de sección del conductor (cadena-caja de conexión)
(Autor, 2020)

TABLA 7. DISTANCIA DE LAS CADENAS A LA CAJA DE CONEXIÓN

| | |
|----------|--------|
| D1_(CJ). | 6.8 m |
| D2_(CJ). | 7.8 m |
| D3_(CJ). | 17.7 m |
| D4_(CJ). | 18.7 m |
| D5_(CJ). | 22.0 m |
| D6_(CJ). | 23.0 m |
| D7_(CJ). | 27.2 m |
| D8_(CJ). | 28.2 m |

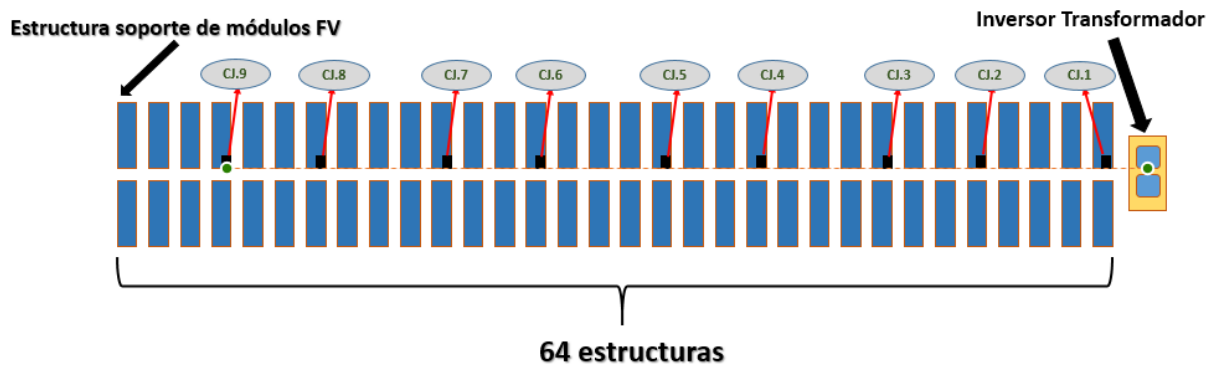


Fig 27. Esquema de los puntos de donde se toma las distancias para el cálculo de sección del conductor (caja de conexión-inversor)
(Autor, 2020)

TABLA 8. DISTANCIA DESDE LAS CAJAS DE CONEXIÓN AL INVERSOR

| (CJ). - Inversor | Longitud (m) |
|------------------|--------------|
| GRUPO 1 | |
| (CJ).1- Inversor | 10.3 |
| (CJ).2- Inversor | 30.35 |
| (CJ).3- Inversor | 51.50 |
| (CJ).4- Inversor | 70.60 |
| (CJ).5- Inversor | 91.70 |
| GRUPO 2 | |
| (CJ).6- Inversor | 111.80 |
| (CJ).7- Inversor | 131.9 |
| (CJ).8- Inversor | 152 |
| (CJ).9- Inversor | 172 |

Una vez calculadas las distancias se procede hacer los cálculos para el tramo de cadenas- caja de conexión

La ecuación que se utiliza para el cálculo de sección es la siguiente:

$$s \geq \frac{2 \times L_{cad} \times CB \times I_{cad}}{\frac{\Delta V_{cad}\%}{100} \times \sigma(T_{m\acute{a}x}) \times V_{cad}}$$

S= Sección mínima del conductor

Lcad= Longitud desde las cadenas al Combiner Box

I_{cad} = Corriente en condiciones estándar del módulo FV_cadena

V_{cad} = Voltaje de cadena en condiciones estándar

σ (Tmáx) = Conductividad del cobre, se considera un valor de $44\Omega^{-1}\text{m/mm}$

$$s1 \geq \frac{2 \times 6.8 \text{ A} \times 6.8 \text{ m}}{0.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$s2 \geq \frac{2 \times 6.8 \text{ A} \times 7.8 \text{ m}}{0.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$s3 \geq \frac{2 \times 6.8 \text{ A} \times 17.7 \text{ m}}{0.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$s4 \geq \frac{2 \times 6.8 \text{ A} \times 18.7 \text{ m}}{0.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$s5 \geq \frac{2 \times 6.8 \text{ A} \times 22 \text{ m}}{0.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$s6 \geq \frac{2 \times 6.8 \text{ A} \times 23 \text{ m}}{0.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$s7 \geq \frac{2 \times 6.8 \text{ A} \times 27 \text{ m}}{0.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$s8 \geq \frac{2 \times 6.8 \text{ A} \times 28 \text{ m}}{0.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

Una vez hecho el cálculo de todas las secciones del conductor se procede a realizar el cálculo de variación de voltaje (ΔV) en el tramo cadenas-caja de conexión que esta dado porcentualmente.

$$\Delta V = \frac{2 \times L_{cadCB} \times I_{cad}}{S \times \sigma(T_{máx}) \times V_{cad}}$$

$$\Delta V1 = \frac{2 \times 6.8 \text{ A} \times 6.8 \text{ m}}{5.26\text{mm}^2 \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$\Delta V2 = \frac{2 \times 6.8 \text{ A} \times 7.8 \text{ m}}{5.26\text{mm}^2 \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$\Delta V3 = \frac{2 \times 6.8 \text{ A} \times 17.7 \text{ m}}{5.26\text{mm}^2 \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$\Delta V4 = \frac{2 \times 6.8 \text{ A} \times 18.7 \text{ m}}{5.26 \text{ mm}^2 \times 44 \Omega^{-1} \text{ m/mm}^2 \times 819.72 \text{ Vcc}}$$

$$\Delta V5 = \frac{2 \times 6.8 \text{ A} \times 22 \text{ m}}{5.26 \text{ mm}^2 \times 44 \Omega^{-1} \text{ m/mm}^2 \times 819.72 \text{ Vcc}}$$

$$\Delta V6 = \frac{2 \times 6.8 \text{ A} \times 23 \text{ m}}{5.26 \text{ mm}^2 \times 44 \Omega^{-1} \text{ m/mm}^2 \times 819.72 \text{ Vcc}}$$

$$\Delta V4 = \frac{2 \times 6.8 \text{ A} \times 27.20 \text{ m}}{5.26 \text{ mm}^2 \times 44 \Omega^{-1} \text{ m/mm}^2 \times 819.72 \text{ Vcc}}$$

$$\Delta V4 = \frac{2 \times 6.8 \text{ A} \times 28.20 \text{ m}}{5.26 \text{ mm}^2 \times 44 \Omega^{-1} \text{ m/mm}^2 \times 819.72 \text{ Vcc}}$$

En la columna 7 de la Tabla 8, se muestra los resultados del tramo que va desde las cadenas hasta la caja de conexión para las diferentes secciones del conductor para que la caída de voltaje no sea mayor al 0.25%. Para el tramo más largo se tiene un valor de 4.223 mm² por lo que se hace uso del catálogo de cables CELTESA para instalaciones fotovoltaicas 2000 V_90°C que finalmente nos da una sección de 5.26 mm² para una corriente de cadena de 6.8 A.

TABLA 8. SECCION DEL CONDUCTOR Y ΔV DE VOLTAJE

| Cadena-Caja de conexión. | Longitud (m) | I_Cadena (A) | ΔV String (%) | V_Cadena (V) | Sección mínima (mm ²) | Sección real según tablas (mm ²) | ΔV Voltaje (%) |
|----------------------------|--------------|--------------|---------------|--------------|-----------------------------------|--|----------------|
| Cadena-Caja de conexión 1. | 6.8 | 6.8 | 0.25 | 819.72 | 1.026 | 5.26 | 0.05 |
| Cadena-Caja de conexión 2. | 7.8 | 6.8 | 0.25 | 819.72 | 1.176 | 5.26 | 0.06 |
| Cadena-Caja de conexión 3. | 17.7 | 6.8 | 0.25 | 819.72 | 2.670 | 5.26 | 0.126 |
| Cadena-Caja de conexión 4. | 18.7 | 6.8 | 0.25 | 819.72 | 2.820 | 5.26 | 0.13 |
| Cadena-Caja de conexión 5. | 22.0 | 6.8 | 0.25 | 819.72 | 3.318 | 5.26 | 0.15 |
| Cadena-Caja de conexión 6. | 23.0 | 6.8 | 0.25 | 819.72 | 3.469 | 5.26 | 0.16 |

| | | | | | | | |
|-----------------------------------|------|-----|------|--------|-------|------|------|
| Cadena-Caja de conexión 7. | 27.0 | 6.8 | 0.25 | 819.72 | 4.072 | 5.26 | 0.19 |
| Cadena-Caja de conexión 8. | 28.2 | 6.8 | 0.25 | 819.72 | 4.223 | 5.26 | 0.20 |

Para el tramo cajas de conexión- inversor se aplica la fórmula anterior para la sección y de igual manera para la variación de voltaje.

$$S1 \geq \frac{2 \times L_{cad} \times CB \times I_{cad}}{\frac{\Delta V_{cad}\%}{100} \times \sigma(T_{m\acute{a}x}) \times V_{cad}}$$

$$S1 \geq \frac{2 \times 190.4 \text{ A} \times 10.3 \text{ m}}{1.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$S2 \geq \frac{2 \times 190.4 \text{ A} \times 30.35 \text{ m}}{1.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$S3 \geq \frac{2 \times 190.4 \text{ A} \times 51.50 \text{ m}}{1.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$S4 \geq \frac{2 \times 190.4 \text{ A} \times 70.60 \text{ m}}{1.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$S5 \geq \frac{2 \times 190.4 \text{ A} \times 91.70 \text{ m}}{1.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$S6 \geq \frac{2 \times 197.2 \text{ A} \times 111.80 \text{ m}}{1.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$S7 \geq \frac{2 \times 197.2 \text{ A} \times 131.90 \text{ m}}{1.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$S8 \geq \frac{2 \times 197.2 \text{ A} \times 152 \text{ m}}{1.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$S9 \geq \frac{2 \times 197.2 \text{ A} \times 172 \text{ m}}{1.25\% \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

Cálculo de variación de voltaje (ΔV), tramo cajas de conexión-inversor.

$$\Delta V4 = \frac{2 \times 190.4 \text{ A} \times 10.3 \text{ m}}{152\text{mm} \times 44 \Omega^{-1}\text{m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$\Delta V_4 = \frac{2 \times 190.4 \text{ A} \times 30.35 \text{ m}}{152 \text{ mm} \times 44 \Omega^{-1} \text{ m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$\Delta V_4 = \frac{2 \times 190.4 \text{ A} \times 51.50 \text{ m}}{152 \text{ mm} \times 44 \Omega^{-1} \text{ m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$\Delta V_4 = \frac{2 \times 190.4 \text{ A} \times 70.60 \text{ m}}{152 \text{ mm} \times 44 \Omega^{-1} \text{ m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$\Delta V_4 = \frac{2 \times 190.4 \text{ A} \times 91.70 \text{ m}}{152 \text{ mm} \times 44 \Omega^{-1} \text{ m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$\Delta V_4 = \frac{2 \times 197.2 \text{ A} \times 111.80 \text{ m}}{152 \text{ mm} \times 44 \Omega^{-1} \text{ m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$\Delta V_4 = \frac{2 \times 197.2 \text{ A} \times 131.90 \text{ m}}{152 \text{ mm} \times 44 \Omega^{-1} \text{ m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$\Delta V_4 = \frac{2 \times 197.2 \text{ A} \times 152 \text{ m}}{152 \text{ mm} \times 44 \Omega^{-1} \text{ m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

$$\Delta V_4 = \frac{2 \times 197.2 \text{ A} \times 172 \text{ m}}{152 \text{ mm} \times 44 \Omega^{-1} \text{ m/mm}^2 \times 819.72 \text{ V}_{cc}}$$

En la columna 6 de la Tabla 9, se muestra los resultados del tramo que va desde las cajas de conexión hasta el inversor para las diferentes secciones del conductor para que la caída de voltaje no sea mayor al 1.25%. Para el tramo más largo se tiene un valor de 150.47 mm² por lo que se hace uso del catálogo de cables CELTESA para instalaciones fotovoltaicas 2000 V_90°C que finalmente nos da una sección de 152 mm² para una corriente máxima de 197.2 A.

TABLA 9. SECCIÓN DEL CONDUCTOR Y ΔV DE VOLTAJE

| Caja de conexión-Inversor | Longitud (m) | Cadena (A) | ΔV Cadena (%) | Cadena (V) | Sección mínima (mm ²) | Sección real según tablas (mm ²) | ΔV Voltaje (%) |
|-----------------------------|--------------|------------|---------------|------------|-----------------------------------|--|----------------|
| GRUPO 1 | | | | | | | |
| Caja de conexión 1-Inversor | 10.3 | 190.4 | 1.25 | 819.72 | 8.70 | 152 | 0.07 |
| Caja de conexión 2-Inversor | 30.35 | 190.4 | 1.25 | 819.72 | 25.63 | 152 | 0.021 |
| Caja de conexión 3-Inversor | 51.50 | 190.4 | 1.25 | 819.72 | 43.53 | 152 | 0.35 |

| | | | | | | | |
|-----------------------------|--------|-------|------|--------|--------|-----|------|
| Caja de conexión 4-Inversor | 70.60 | 190.4 | 1.25 | 819.72 | 50.63 | 152 | 0.49 |
| Caja de conexión 5-Inversor | 91.70 | 190.4 | 1.25 | 819.72 | 77.45 | 152 | 0.64 |
| GRUPO 2 | | | | | | | |
| Caja de conexión 6-Inversor | 111.80 | 197.2 | 1.25 | 819.72 | 97.80 | 152 | 0.80 |
| Caja de conexión 7-Inversor | 131.9 | 197.2 | 1.25 | 819.72 | 115.39 | 152 | 0.94 |
| Caja de conexión 8-Inversor | 152 | 197.2 | 1.25 | 819.72 | 132.97 | 152 | 1.09 |
| Caja de conexión 9-Inversor | 172 | 197.2 | 1.25 | 819.72 | 150.47 | 152 | 1.13 |

3.4 Cálculo de sección alto voltaje (CC)

Se debe aplicar un Factor de corrección para temperaturas del terreno mayores a 25°C. Se va a considerar una temperatura del terreno de 50 °C para el cálculo.

$$F = \sqrt{\left(\frac{90^\circ - 50^\circ}{65^\circ}\right)}$$

$$F = 0.92$$

3.3.1 Intensidad de línea

Para el cálculo consideramos la intensidad de las cajas de conexión con 29 cadenas

$$I_{linea} = 1.25 \times Istring$$

$$I_{linea} = 1.25 \times 197.2 A$$

$$I_{linea} = 246.5 A$$

3.3.2 Cálculo de sección según corrección de temperatura.

Según norma UNE 20460-5-523 y haciendo uso de la tabla A52_2 para conductor enterrado en zanja se hace el siguiente calculo.

$$I_{cu(152mm)} = 300 \text{ A} \times 0.92$$

$$I_{cu(152mm)} = 276 \text{ A} > 246.5 \text{ A}$$

Según catálogo (CABLE CELTESA FOTOVOLTAICO 2000 V-90°C) se ha elegido una sección final de 152 mm, que está justificado por el cálculo de corrección de temperatura.

3.4 Cálculos eléctricos medio voltaje (CA)

Como la potencia para un generador es 1.045 MW, se dimensiona el transformador de 1.5 MW. Además, teniendo en cuenta la red a la que se va a conectar la planta fotovoltaica se dimensiona el transformador a 13.8 kV. Donde la corriente nominal en cada generador está dada por:

$$I_{nominal_G} = \frac{1500000 \text{ W}}{\sqrt{3} \times \cos 1 \times 13800 \text{ V}}$$

$$I_{nominal_G} = 62.77 \text{ A}$$

Ahora bien, se va a dividir en 5 sub grupos de generación de 5 generadores donde la I_{LINEA} es la suma de las corrientes de cada generador.

$$I_{LINEA} = 62.77 \text{ A} \times 5$$

$$I_{LINEA} = 313.85 \text{ A}$$

3.4.1 Elección del conductor (CA)

Para dimensionar el conductor se aplica la siguiente fórmula donde se considera que el conductor debe soportar el 125% de la $I_{m\grave{a}x}$ calculada.

$$I_{m\grave{a}x} = 313.85 \text{ A} \times 1.25$$

$$I_{m\grave{a}x} = 392.31 \text{ A}$$

El conductor que se escoge para estos niveles de corriente es el perteneciente a CELTESA con una sección de 253 mm².

3.4.2 Criterio de caída de Voltaje

Se calcula las distancias en los grupos de generación y hasta el centro de seccionamiento y la caída de voltaje no debe superar el 1.5%.

En CA y considerando que es trifásica la fórmula que se aplica es la siguiente:

$$S_{CA} = \frac{\sqrt{3} \times L_{CA} \times I_{PS} \times \cos 1}{\Delta V_{CA} (\%) \times \sigma (T_{max}) \times Vg}$$

S_{CA} = Sección del conductor en CA

L_{CA} : Distancia entre el inversor y el centro de seccionamiento. Distancias entre los generadores de cada grupo de generación.

I_{PS} : la intensidad nominal de la estación de conversión y transformación.
Intensidad nominal de los Generadores.

$\cos \phi$: factor de potencia.

Vg : tensión eficaz del inversor.

Se hace el cálculo de $\Delta V(T_{max})$ donde la resistencia máxima del conductor es 0.165 Ω / km, según la tabla A ubicada en Anexos.

$$\Delta V(T_{max}) = \frac{\text{Longitud max}}{\text{sección} \times \text{Resistividad}}$$

$\Delta V(T_{max})$: Conductividad del cable a máxima temperatura.

$$= \frac{293.87 \text{ m}}{253 \text{ mm}^2 \times 0.165 \frac{\Omega}{\text{m}}}$$

$$\Delta V(T_{max}) = 7.04$$

TABLA 10. CRITERIOS DE CAIDA DE VOLTAJE CA

| TRAMOS | LONG (m) | I_{PS} (A) | COS_FI | Voltaje CA (V) | DELTA (T) | SECCIÓN mm^2 | AV % |
|--------|-------------|--------------|--------|-------------------|-----------|--------------------------|-------|
| G1-G2 | 19.026 | 62.77 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.004 |
| G2-G3 | 19.026 | 125.54 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.008 |
| G3-G4 | 19.026 | 188.31 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.013 |
| G4-G5 | 19.026 | 251.08 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.017 |
| G5-G6 | 293.83 | 313.85 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.021 |
| G6-G7 | 19.026 | 62.77 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.004 |
| G7-G8 | 19.026 | 125.54 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.008 |
| G8-G9 | 19.026 | 188.31 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.013 |

| | | | | | | | |
|----------------|--------|--------|---|--------|------|-----|-------|
| G9-G10 | 19.026 | 251.08 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.017 |
| G-10-GS | 183.7 | 313.05 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.021 |
| G11-G12 | 19.026 | 62.77 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.004 |
| G12-G13 | 19.026 | 125.54 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.008 |
| G13-G14 | 19.026 | 188.31 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.013 |
| G14-G15 | 19.026 | 251.08 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.017 |
| G15-GS | 73.57 | 313.85 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.021 |
| G16-G17 | 19.026 | 62.77 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.004 |
| G17-G18 | 19.026 | 125.54 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.008 |
| G18-G19 | 19.026 | 188.31 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.013 |
| G19-G20 | 19.026 | 251.08 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.017 |
| G20-GS | 183.7 | 313.85 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.021 |
| G21-G22 | 19.026 | 62.77 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.004 |
| G22-G23 | 19.026 | 125.54 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.008 |
| G23-G24 | 19.026 | 188.31 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.013 |
| G24-G25 | 19.026 | 251.08 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.017 |
| G25-GS | 293.87 | 313.85 | 1 | 13.800 | 7.04 | 253 | 0.021 |

3.5 Protecciones en corriente continua

Toda la instalación debe estar protegida en caso de falla por cortocircuitos o sobrecalentamiento, en este apartado se especifica los dispositivos de protección que se va a utilizar, tomando en cuenta las características de los equipos y los cálculos realizados previamente.

3.5.1 Protección de los Strings con fusibles

El módulo fotovoltaico con el que se hizo el diseño cuenta con diodos bypass integrados en su diseño, de esta forma se evita el deterioro por sobrecalentamiento, el fabricante recomienda utilizar fusibles de 15 A en los módulos FV.

Los fusibles de protección de cadenas FV están ubicados en la Combiner Box tanto para el cableado positivo y negativo. La corriente que circula por las cadenas es 6.80 A, la misma de los módulos. El fusible que se debe instalar es de 15 A, a un voltaje de 1000 V CC.

3.5.2 Interruptor seccionador con carga

Este dispositivo de corte cuenta con dos posiciones abierto y cerrado sirve para aislar las cadenas del inversor, puede accionarse de forma manual o automática. No es un equipo de protección más bien de maniobra, abriendo o cerrando un circuito con carga. La norma IEC 60947-3 establece que la frecuencia de funcionamiento para cierre o apertura del dispositivo no debe ser superior a 600 ciclos por hora.

Se lo dimensiona acorde a los fusibles, la corriente máxima que debe soportar el Combiner Box con 28 Strings y el Combiner box con 29 Strings.

$$I_{SECCIONADOR} = I_{CCmáxSTR} \times n^{\circ} strings$$

$$I_{SECCIONADOR} = 6.80 A \times 29$$

$$I_{SECCIONADOR} = 197.2 A$$

$$I_{SECCIONADOR} = 6.80 A \times 28$$

$$I_{SECCIONADOR} = 190.4 A$$

Por lo tanto, el Interruptor seccionador de carga escogido será de 200 A de la marca EATON

3.5.3 Fusibles para el inversor

Para el cálculo es necesario hacer uso de la tabla A.52-1, norma UNE 20.460-5-523:2004 selecciona el fusible para sobrecargas.

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_a \leq 1.45 \times I_z$$

I_b = Corriente para la que se ha diseñado el circuito

I_z = Corriente que permite el conductor que se desea proteger

I_n = Corriente que soporta el dispositivo de protección

I_a = Corriente mínima para que funcione en dispositivo de protección

$$197.2 = I_b \leq I_n \leq I_z = 246.5$$

$$I_a \leq 1.45 \times I_z$$

$$1.6 \times I_n \leq 1.45 \times 246.5$$

$$I_n \leq \frac{1.45 \times 246.5}{1.6}$$

$$I_n \leq 223.39 A$$

Ahora se tiene la corriente con la cual se dimensiona las protecciones, está en un valor comprendido entre I_b e I_z por lo que cumple con las normas establecidas.

El fusible que se ha seleccionado es el NH $I_n = 200A$ hasta 1000 V de la marca DF ELECTRIC que cumple con especificaciones adecuadas para instalaciones fotovoltaicas.

3.6 Protecciones en corriente alterna

La estación de viene con sus propias protecciones que están a cargo del fabricante, se dimensiona las protecciones en función de los parámetros de salida del inversor.

3.6.1 Protección del inversor

Las protecciones del inversor para corriente alterna están dimensionadas por SMA considerando los parámetros de entrada potencia voltaje y corriente.

| Dispositivos de protección | |
|---|--|
| Punto de desconexión en el lado de entrada | Seccionador de carga a motor |
| Punto de desconexión en el lado de salida | Interruptor de potencia de CA |
| Protección contra sobretensión de CC | Descargador de sobretensión del tipo I |
| Protección contra rayos (según IEC 62305-1) | Tipo de protección contra rayos III |
| Detección de redes aisladas: activa/pasiva | ● / – |
| Monitorización de red | ● |
| Monitorización de fallo a tierra | ○ / ○ |
| Monitorización de aislamiento | ○ |
| Descargador de sobretensión de la alimentación auxiliar | ● |
| Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 60664-1) | I/III |

Fig 28 Dispositivos de Protección en la estación (Inversor, Transformador)

El mismo SMA se encarga del dimensionamiento de las celdas de media tensión CA, se debe suministrar algunos datos al fabricante tales como:

- Poder de corte (P C). Este debe estar en función de la corriente de cortocircuito máxima.
- Corriente máxima de la línea de media tensión. 313.85 A
- Tensión de diseño en Media Tensión. 13.8 kV

Para las que dimensiona una celda con un interruptor automático tripolar de corte en vacío ($V_n = 13.800$ kV, $I_n = 200$ A, $I_{cc} = 20$ kA), un relé de protección 3F + N y varios transformadores de intensidad para tomar medidas.

Considerando los cálculos realizados, los esquemas eléctricos del generador fotovoltaico y de la planta fotovoltaica se encuentran en los anexos E, F y G.

3.7 Desarrollo del presupuesto

Se hace un presupuesto considerando los equipos más importantes en la planta, estructura, módulos FV, inversor, transformador, cableado y protecciones, mano de obra e ingeniería. Para esto se considera un tiempo de ejecución de 6 meses.

Como La planta fotovoltaica de 25 MW ocupa un área de 161167.70 m² y considerando la plusvalía actual de metro cuadrado en una zona rural se estima un valor aproximado de 50000 USD americanos.

En la siguiente tabla se detalla los precios de los equipos y materiales que conforma la planta fotovoltaica, además se considera el porcentaje que tiene cada cosa al momento de entrar al país, se considera el tiempo estimado de adquisición de materiales es de un mes bajo pedido.

TABLA 9. PRESUPUESTO DE EQUIPOS Y MATERIALES

| EQUIPOS Y MATERIALES | V. UNITARIO USD | CANTIDAD | VALOR TOTAL USD | ARANCELES DE ENTRADA AL PAIS | INVERSION DE COMPRA |
|---|------------------|--------------------------|-----------------|------------------------------|---------------------|
| CABLE PV FOTOVOLTAICO XLPE Cu 90°C 2KV 5.52 mm² | 2.20 \$ x METRO | 25 x (64 x (2 x 152 m)) | 42803.2 \$ | 15% | 49223.68 \$ |
| CONDUCTOR XLPE Cu 90°C 1 KV 152 | 5.95 \$ x METRO | 25 x (9 x (2 x 823)) m)) | 2203582.5 \$ | 15% | 2534119.88 \$ |
| CABLE 4 CONDUCTORES XLPE Cu 90°C 15 KV 253 mm² | 50.00 \$ x METRO | 5 x (4 x 139 m) | 278000 \$ | 15% | 319700 \$ |
| MODULO FV | 379.76 \$ UNIDAD | 3072 UNIDADES | 1221918.72 \$ | 5% | 1.283014.66 \$ |
| INVERSOR | 10000 \$ UNIDAD | 25 UNIDADES | 250000 \$ | 5% | 375000 \$ |
| TRANSFORMADOR | 7600 \$ UNIDAD | 25 UNIDADES | 190000 \$ | 5% | 199500 \$ |
| SECCIONADOR (CC) 200 A | 550.65 \$ UNIDAD | 225 UNIDADES | 123896.25 \$ | 5% | 130091.07 \$ |
| CAJA DE CONEXIONES | 1546.53 \$ | 9 | 13918.77 \$ | 5% | 695.94 \$ |

| | | | | | |
|--|-------------------------|----------------------|------------|-----|------------|
| ABRAZADERAS PARA MODULOS FV | 0.30 \$ x UNIDAD | 4 x 3072) | 3686.4 \$ | 5% | 3870.72 \$ |
| ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA MODULOS FV | 0.05/ W | | 1250000 | 5% | 1312500 \$ |
| FUSIBLES (BV) CC 15 A | 10.16\$ x 10UNIDADES | (2 x 256 CADENAS) | 520.192 \$ | 15% | 26.10 \$ |

En esta tabla se hace un presupuesto estimado de la subcontratación de maquinaria pesada tanto para adecuación del terreno como para transporte de material y equipos.

TABLA 10. ESTIMACIÓN DE COSTOS DE SUBCONTRATACIÓN DE MAQUINARIA PESADA

| MAQUINARIA PARA ADECUACIÓN DEL TERRENO | | | | | |
|---|-----------------|--------------------|-------------------|--|--------------------|
| TIPO DE MAQUINARIA | CANTIDAD | PRECIO/HORA | PRECIO/DÍA | INVERSIÓN PRECIO/ 1 MES | REFERENCIAS |
| VOLQUETA | 2 | 50 \$ | 800 \$ | 16000 \$ | miflota.com |
| MOTONIVELADORA | 1 | 50 \$ | 400 \$ | 8000 \$ | miflota.com |
| EXCAVADORA | 1 | 50 \$ | 400 \$ | 8000 \$ | miflota.com |
| RETROEXCAVADORA | 1 | 50 \$ | 400 \$ | 8000 \$ | miflota.com |
| TRANSPORTE DE EQUIPOS | | | | | |
| CAMIÓN DE TRANSPORTE PESADO | 20 | --- | 450 \$ | 9000 \$ | miflota.com |

En esta tabla se considera los salarios de los empleados y el tiempo de trabajo que cumplirán durante la construcción de la planta.

TABLA 11. MANO DE OBRA PARA INFRAESTRUCTURA Y MONTAJE DE EQUIPOS

| | NÚMERO DE TRABAJADORES | SALARIO MENSUAL | TIEMPO ESTIMADO DE TRABAJO EN MESES | INVERSION |
|--------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|--|------------------|
| OBREROS PARA CONSTRUCCION | 50 | 600 \$ | 3 | 90000 \$ |
| TÉCNICOS ELÉCTRICOS | 50 | 600 \$ | 3 | 60000 \$ |

En esta tabla se considera los salarios de mano de obra y el tiempo de trabajo que cumplirán durante la construcción de la planta.

TABLA 12. PRESUPUESTO DE INGENIERÍA

| INGENIERÍA | | |
|---|------------------------|-------------------------|
| | SALARIO MENSUAL | SALARIO /6 MESES |
| ING. ELÉCTRICO ENCARGADO DEL DISEÑO DEL PROYECTO | | 50000 \$ |
| ING. ELÉCTRICO ENCARGADO DE LA OBRA | 1500 \$ | 9000 \$ |
| ING. OBRA CIVIL | 1200 \$ | 7200 \$ |

En esta tabla se considera los salarios de ingeniería y el tiempo de trabajo que cumplirán durante la construcción de la planta.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- Del estudio realizado se determinó que existen tres principales topologías para el diseño de una planta fotovoltaica. Se ha elegido una configuración Radial-Anillo considerando los niveles de potencia que se han de suministrar al alimentador principal, de forma que las cargas se distribuyan para no sobrecargar al sistema. En cuanto a las topologías del inversor se ha elegido el tipo Central, considerando los niveles de potencia y voltaje asignados para el arreglo de módulos fotovoltaicos.
- Los componentes se eligen dependiendo de la topología de la planta e inversor. Los componentes que se han elegido son de gran eficiencia, resistentes al medio ambiente y de una vida útil superior a los 25 años de uso prolongado.
- La potencia generada depende directamente del número de módulos fotovoltaicos instalados. Se calculó el número de módulos en serie, el número de cadenas conectadas en paralelo y se tomó ciertas consideraciones necesarias para el cálculo como valores de circuito abierto, voltaje de punto de máxima potencia, corriente de cortocircuito y potencia máxima. Se determinó que para una potencia de 1MW es necesario instalar 3072 módulos FV.
- Para el diseño eléctrico de la planta se tomó en cuenta la potencia de cada generador, corriente y voltaje en cada tramo con el fin de hacer los cálculos de conductores y protecciones eléctricas para los equipos. En base a los cálculos realizados se hizo los planos de la planta en AutoCAD.
- El conductor eléctrico se dimensionó de forma independiente para CC y CA, para el lado de CC en el tramo cadenas-cajas de conexión la caída

de voltaje no debe ser mayor al 0.25% y en el tramo cajas de conexión-inversor no debe superar el 1.25% del voltaje nominal. En cuanto al lado de CA la caída de voltaje no debe ser mayor a 1.5% y el conductor debe estar diseñado para soportar el 125% de la I máxima calculada.

- Toda la instalación debe estar protegida en caso de falla o cortocircuito, por lo que se dimensionó los fusibles tanto para las cadenas e inversor, además de un interruptor seccionador con carga para aislar las cadenas del inversor, Los equipos de protección escogidos tienen que cumplir con las normas UNE 20.460-5-234-2004 para sobrecargas de corriente.

Recomendaciones

- La tecnología de generación fotovoltaica avanza a pasos agigantados actualmente. Es de gran importancia incentivar a las diferentes entidades gubernamentales a la creación de proyectos de este tipo con el fin de eliminar la generación de energía eléctrica por medio de combustibles fósiles que contaminan el medio ambiente.
- Para el dimensionamiento de una planta FV se debe tener en cuenta los componentes que mejor se adapten considerando las prestaciones que ofrece cada uno de ellos.
- Los componentes de una planta fotovoltaica deben cumplir normativas y criterios vigentes en cuanto al diseño estructural y vida útil, para asegurar el suministro de energía de forma ininterrumpida.

Bibliografía

- ABB. (2019). *Soluciones para instalaciones fotovoltaicas Soluciones eficientes y confiables para instalaciones de todos los tamaños*. https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/colombia-ecuador-docs/folleto-solar.pdf?sfvrsn=ab630e14_4
- ABB string inverters. (2019). *Three-phase string inverters - ABB string inverters (ABB Solar inverters)*. <https://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/three-phase>
- ABB, T. P. D. (2017). *Transformadores secos encapsulados Soluciones ecologicas, seguras Confiables y eficientes Fábrica Pereira-PGTR DRY*.
- ANEEL. (2019). *Generación Distribuida - ANEEL*. <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>
- Arconel 003/18. (2018). *Codificacion-Regulacion-No.-ARCONEL-003-18* (p. 41).
- ARCONEL Balance. (2019). *Balance Nacional de Energía Eléctrica – ARCONEL*. <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/balance-nacional/>
- Borodulin, M. Y. (2015). Setting the loading level of a wind power plant in power system planning stability studies. *IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2015-September*. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7285777>
- Bussmann. (2019). *Protección de circuitos solares completa y fiable*. <http://www.cooperindustries.com/content/public/en/bussmann.html>
- Cabrera-Tobar, A., Bullich-Massagué, E., Aragüés-Peñalba, M., & Gomis-Bellmunt, O. (2016). Topologies for large scale photovoltaic power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 309–319. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.362>
- Cabrera Tobar, A., Bullich Massagué, E., Aragüés Peñalba, M., & Gomis Bellmunt, O. (2016). Topologies for large scale photovoltaic power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 309–319. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.362>
- Cahor, P. F. (2019). *Equipos de protección para instalaciones fotovoltaicas*. http://boj.pntic.mec.es/crodenas/solares/ut5/Protecciones_Cahors.pdf
- Chaib, A., Kesraoui, M., & Kechadi, E. (2015). PV panel positioning using a robot manipulator. *2015 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/IRSEC.2015.7455111>

- Coronel, C., & Pasantes, J. (2018). *Proyecto Técnico Investigativo: “ Comparación de Topologías QZSI de generación Autores : César Iván Coronel Zamora Juan Carlos Pesantez Salinas Tutor: Ing . José Manuel Aller Castro PhD.* <http://www.bvsspa.es/papi/ezproxy.php?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edsbas&AN=edsbas.8A11BAEF&lang=es&site=eds-live&scope=site>
- ECUATRAN Distribución. (2019). *TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.* www.ecuatran.com
- EIFFAGE Energía. (2019). *Proyectos - Eiffage Energía.* 2019. <http://www.energia.eiffage.es/proyectos/#>
- IEA Bioenergía. (2018). *La bioenergía moderna lidera el crecimiento de todas las energías renovables hasta 2023, según la última.* <https://www.iea.org/newsroom/news/2018/october/modern-bioenergy-leads-the-growth-of-all-renewables-to-2023-according-to-latest-.html>
- IRENA Cost and Competitive Indicators PV. (2017). *IRENA COST AND COMPETITIVENESS INDICATORS ROOFTOP SOLAR PV.* www.irena.org
- IRENA Statistics. (2019a). *Renewable Capacity Statistics 2019.* In [/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019.](https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019) <https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019>
- IRENA Statistics. (2019b). *Renewable Energy Capacity Statistics 2019.* www.irena.org
- Kumar, J., & Vadhera, S. (2014). Maximum power of PV plant for SP and TCT topologies under different shading conditions. *2014 IEEE 6th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, 1–4. <https://doi.org/10.1109/IICPE.2014.7115802>
- Lim, V. C. H., Leong, C. S., Sopian, K., & Zaidi, S. H. (2016). Pulsed solar panel light current-voltage characterization based on Zener diode. *2016 IEEE Conference on Systems, Process and Control (ICSPC)*, 177–180. <https://doi.org/10.1109/SPC.2016.7920725>
- Mustafa, F. I., Shakir, S., Mustafa, F. F., & Naiyf, A. T. (2018). Simple design and implementation of solar tracking system two axis with four sensors for Baghdad city. *2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC)*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/IREC.2018.8362577>
- Nezamuddin, O., Crespo, J., & Santos, E. (2016). Design of a highly efficient microinverter. *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 3463–3468. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2016.7750310>

NORMA ECUATORIANA DE CONSTRUCCIÓN NEC-11 CAPÍTULO 14 ENERGÍAS RENOVABLES. (n.d.).

Palma, L. (2016). Push-pull based single stage PV microinverter for grid-tied modules. *2016 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, SPEEDAM 2016*. <https://doi.org/10.1109/SPEEDAM.2016.7525992>

Panda-Green. (2019). *New Energy Projects*. <http://www.pandagreen.com/list-2.html>

Patil, T. G., & Asokan, S. (2017). Comparative analysis of calculation of solar panel efficiency degradation. *2017 Third International Conference on Science Technology Engineering & Management (ICONSTEM)*, 522–525. <https://doi.org/10.1109/ICONSTEM.2017.8261377>

Rivera, S., Kouro, S., Wu, B., Leon, J., Rodríguez, J., & Franquelo, L. (2011). Cascaded H-bridge multilevel converter multistring topology for large scale photovoltaic systems. *Proceedings - ISIE 2011: 2011 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 1837–1844. <https://doi.org/10.1109/ISIE.2011.5984437>

SEC. (2014). *Division de ingeniería de electricidad (SEC)*.

SEIA Reports. (2019). *Estados Unidos supera los 2 millones de instalaciones solares / SEIA*. [/Publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019](https://www.seia.org/news/united-states-surpasses-2-million-solar-installations). <https://www.seia.org/news/united-states-surpasses-2-million-solar-installations>

Sindhu, N., & Narendra Babu, Y. (2018). A study on common mode voltage reduction in dual multi-string PV topology fed NPC inverter using different switching patterns. *RTEICT 2017 - 2nd IEEE International Conference on Recent Trends in Electronics, Information and Communication Technology, Proceedings*. <https://doi.org/10.1109/RTEICT.2017.8256948>

SMA Planning of a PV Generator. (2013). *Planning of a PV Generator*. 1–37. <http://files.sma.de/dl/1354/DC-PL-en-11.pdf>

Sma Solar Technology. (2019). *Technical Information - Requirement for MV transformers and transformer for internal power supplies for SUNNY CENTRAL Requirement for MV Transformers and Transformer for Internal Power Supply for SUNNY CENTRAL*.

SMA Sunny Central. (2019). *SUNNY CENTRAL 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV | SMA Solar*. <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-central-2200-2475-2500-ev-2750-ev-3000-ev.html>

SMA Technical Information. (2018). *Technical Information SMA and SunSpec Modbus® Interface SUNNY BOY / SUNNY BOY STORAGE / SUNNY TRIPOWER*.

www.SMA.de

Solar.SG. (2019). *LA PLANTA SOLAR MAS GRANDE DE EL MUNDO*.
<https://www.solarsg.es/la-planta-solar-mas-grande-de-el-mundo/>

Solar Power Europe. (2018). *Global Market Outlook*. www.africa-eu-renewables.org

SolarPower Europe. (2019). *About - SolarPower Europe*.
<http://www.solarpowereurope.org/about/>

Tobar, A. K. C. (2018). *Large scale photovoltaic power plants : Configuration , Integration and Control*.

Tom, M., & Luis, C. (2003). *PRACTICAL HANDBOOK of Photovoltaics: Section Finder*. Elsevier, 110.

Top_Cable. (2019). *Cables para instalaciones fotovoltaicas - Cables y consejos eléctricos*. By Top Cable. https://www.topcable.com/blog-electric-cable/cables-para-instalaciones-fotovoltaicas/#CABLES_DE_ALTO_RENDIMIENTO_DISENADOS_PARAINSTALACIONES_SOLARES

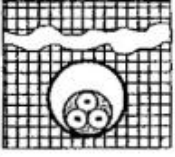
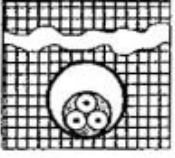
Trevas, D. A., Peterson, A., Rapp, K. J., & Luksich, J. (2012). Optimal sizing of solar energy transformers using natural ester fluid. *2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC 2012 - Conference Proceedings*, 1006–1010. <https://doi.org/10.1109/IEEEIC.2012.6221525>

Volodimir, K. (2018). *Diseño de una instalación fotovoltaica conectada a red*.
<http://www.bvsspa.es/papi/ezproxy.php?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edsbas&AN=edsbas.8A11BAEF&lang=es&site=eds-live&scope=site>

Wang, F., Gou, R., Zhu, T., Yang, Y., & Zhuo, F. (2016). Comparison of DMPPT PV system with different topologies. *China International Conference on Electricity Distribution, CIGED*. <https://doi.org/10.1109/CIGED.2016.7576359>

Anexo A: Tabla 52-2 BIS de la norma une 20460-5-523. 2004

intensidades admisibles en amperios para cobre y aluminio

| Método de instalación | Sección mm ² | Número de conductores cargados y tipo de aislamiento | | | |
|---|-------------------------|--|-------|------|------|
| | | XLPE3 | XLPE2 | PVC3 | PVC2 |
| <p>D</p>  | Cobre | | | | |
| | 1,5 | 21 | 24,5 | 17 | 20,5 |
| | 2,5 | 27,5 | 32,5 | 22,5 | 27,5 |
| | 4 | 35 | 42 | 29 | 36 |
| | 6 | 44 | 53 | 37 | 44 |
| | 10 | 58 | 70 | 49 | 59 |
| | 16 | 75 | 91 | 63 | 76 |
| | 25 | 96 | 116 | 81 | 98 |
| | 35 | 117 | 140 | 97 | 118 |
| | 50 | 138 | 166 | 115 | 140 |
| | 70 | 170 | 204 | 143 | 173 |
| | 95 | 202 | 241 | 170 | 205 |
| | 120 | 230 | 275 | 192 | 233 |
| | 150 | 260 | 311 | 218 | 264 |
| | 185 | 291 | 348 | 245 | 296 |
| | 240 | 336 | 402 | 282 | 342 |
| | 300 | 380 | 455 | 319 | 387 |
| <p>D</p>  | Aluminio | | | | |
| | 2,5 | 21 | 24,5 | 17 | 20,5 |
| | 4 | 27,5 | 32,5 | 22,5 | 27,5 |
| | 6 | 34 | 40 | 28 | 34 |
| | 10 | 45 | 53 | 38 | 45 |
| | 16 | 58 | 70 | 49 | 58 |
| | 25 | 74 | 89 | 62 | 76 |
| | 35 | 90 | 107 | 76 | 91 |
| | 50 | 107 | 126 | 89 | 107 |
| | 70 | 132 | 156 | 111 | 133 |
| | 95 | 157 | 185 | 131 | 157 |
| | 120 | 178 | 211 | 149 | 179 |
| | 150 | 201 | 239 | 169 | 202 |
| | 185 | 226 | 267 | 190 | 228 |
| | 240 | 261 | 309 | 218 | 263 |
| | 300 | 295 | 349 | 247 | 297 |

Anexo B: Tabla para el cálculo de sección del conductor en corriente continua (BV)

| CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO TIPO PV EPR+CPE 2000V 90°C SR | | | | | |
|---|--|---------------------------------|--------------------------------|---------------------------|-----------------------|
| Calibre | Área nominal de la sección transversal | Espesor nominal del aislamiento | Espesor nominal de la cubierta | Diámetro total aproximado | Peso total aproximado |
| AWG/kcmil | mm ² | mm | mm | mm | Kg/Km |
| 14 | 2,08 | 1,14 | 0,76 | 5,8 | 60 |
| 12 | 3,31 | 1,14 | 0,76 | 6,3 | 70 |
| 10 | 5,26 | 1,14 | 0,76 | 6,9 | 100 |
| 8 | 8,37 | 1,40 | 0,76 | 8,1 | 140 |
| 6 | 13,30 | 1,40 | 1,14 | 9,8 | 210 |
| 4 | 21,15 | 1,40 | 1,14 | 11,0 | 300 |
| 2 | 33,62 | 1,40 | 1,14 | 12,5 | 430 |
| 1 | 42,41 | 1,65 | 1,52 | 15,0 | 570 |
| 1/0 | 53,48 | 1,65 | 1,52 | 16,0 | 690 |
| 2/0 | 67,43 | 1,65 | 1,52 | 17,1 | 830 |
| 3/0 | 85,01 | 1,65 | 1,52 | 18,4 | 1010 |
| 4/0 | 107,2 | 1,65 | 1,52 | 19,8 | 1240 |
| 250 | 126,7 | 1,91 | 2,03 | 22,6 | 1500 |
| 300 | 152,0 | 1,91 | 2,03 | 24,0 | 1760 |
| 350 | 177,3 | 1,91 | 2,03 | 25,2 | 2010 |
| 400 | 202,7 | 1,91 | 2,03 | 26,4 | 2270 |
| 500 | 253,4 | 1,91 | 2,03 | 28,5 | 2770 |
| 600 | 304,0 | 2,29 | 2,03 | 31,2 | 3310 |
| 750 | 380,0 | 2,29 | 2,03 | 33,8 | 4050 |
| 1000 | 506,7 | 2,29 | 2,03 | 37,6 | 5280 |

Anexo C: Tabla para el cálculo de sección del conductor en corriente alterna (MV)

| CONDUCTOR DE COBRE DE 15KV - AISLAMIENTO 133% | | | | | | | |
|---|-----------------|--------------|-----------------|----------------------------|----------------|-----------------------|-------------------|
| Conductor | | | Aislamiento | | Chaqueta | | Masa total aprox. |
| Calibre | Área | Diámetro (*) | Espesor nominal | Diámetro sobre aislamiento | Espesor mínimo | Diámetro total aprox. | |
| AWG/kcmil | mm ² | mm | mm | mm | mm | mm | kg/km |
| 2 | 33,6 | 6,81 | 5,59 | 18,7 | 2,03 | 25,8 | 852 |
| 1/0 | 53,5 | 8,55 | 5,59 | 20,4 | 2,03 | 27,5 | 1088 |
| 2/0 | 67,4 | 9,57 | 5,59 | 21,4 | 2,03 | 28,5 | 1248 |
| 3/0 | 85 | 10,8 | 5,59 | 22,6 | 2,03 | 29,7 | 1448 |
| 4/0 | 107 | 12,1 | 5,59 | 23,9 | 2,03 | 31,0 | 1693 |
| 250 | 126,7 | 13,2 | 5,59 | 25,3 | 2,03 | 32,4 | 1935 |
| 300 | 152 | 14,5 | 5,59 | 26,6 | 2,03 | 33,7 | 2205 |
| 350 | 177,3 | 15,7 | 5,59 | 27,8 | 2,03 | 34,9 | 2501 |
| 400 | 202,7 | 16,8 | 5,59 | 28,7 | 2,03 | 35,8 | 2774 |
| 500 | 253,4 | 18,7 | 5,59 | 30,8 | 2,03 | 37,9 | 3298 |
| 600 | 304 | 20,7 | 5,59 | 32,9 | 2,03 | 40,0 | 3807 |
| 750 | 380 | 23,1 | 5,59 | 35,3 | 2,79 | 43,9 | 4712 |
| 1000 | 506,7 | 26,9 | 5,59 | 39,2 | 2,79 | 48,6 | 6108 |

Anexo D: Tabla para el cálculo de sección del conductor en corriente alterna (MV)

| Resistencia eléctrica c.a. y reactancia inductiva para Cables de Media Tensión de Cobre a 60Hz y 90°C. Tres conductores dispuestos en forma triangular equidistante | | | | | |
|---|--|---|------------|------------|------------|
| Calibre AWG / kcmil | Resistencia a corriente alterna R (ohm/km) | Reactancia Inductiva X _L (ohm/km) | | | |
| | | 15kV, 100% | 15kV, 133% | 35kV, 100% | 35kV, 133% |
| 2 | 0.6671 | 0.170 | 0.177 | - | - |
| 1/0 | 0.4195 | 0.155 | 0.162 | 0.178 | 0.185 |
| 2/0 | 0.3331 | 0.149 | 0.156 | 0.171 | 0.179 |
| 4/0 | 0.2103 | 0.138 | 0.145 | 0.159 | 0.166 |
| 250 | 0.1651 | 0.133 | 0.141 | 0.153 | 0.163 |
| 350 | 0.1191 | 0.128 | 0.133 | 0.145 | 0.155 |
| 500 | 0.0853 | 0.121 | 0.126 | 0.140 | 0.147 |

Anexo E: Plano de la tabla fotovoltaica

Anexo F: Diseño de matriz de módulos 1 MW

Anexo G: Diseño eléctrico de la planta 25 MW

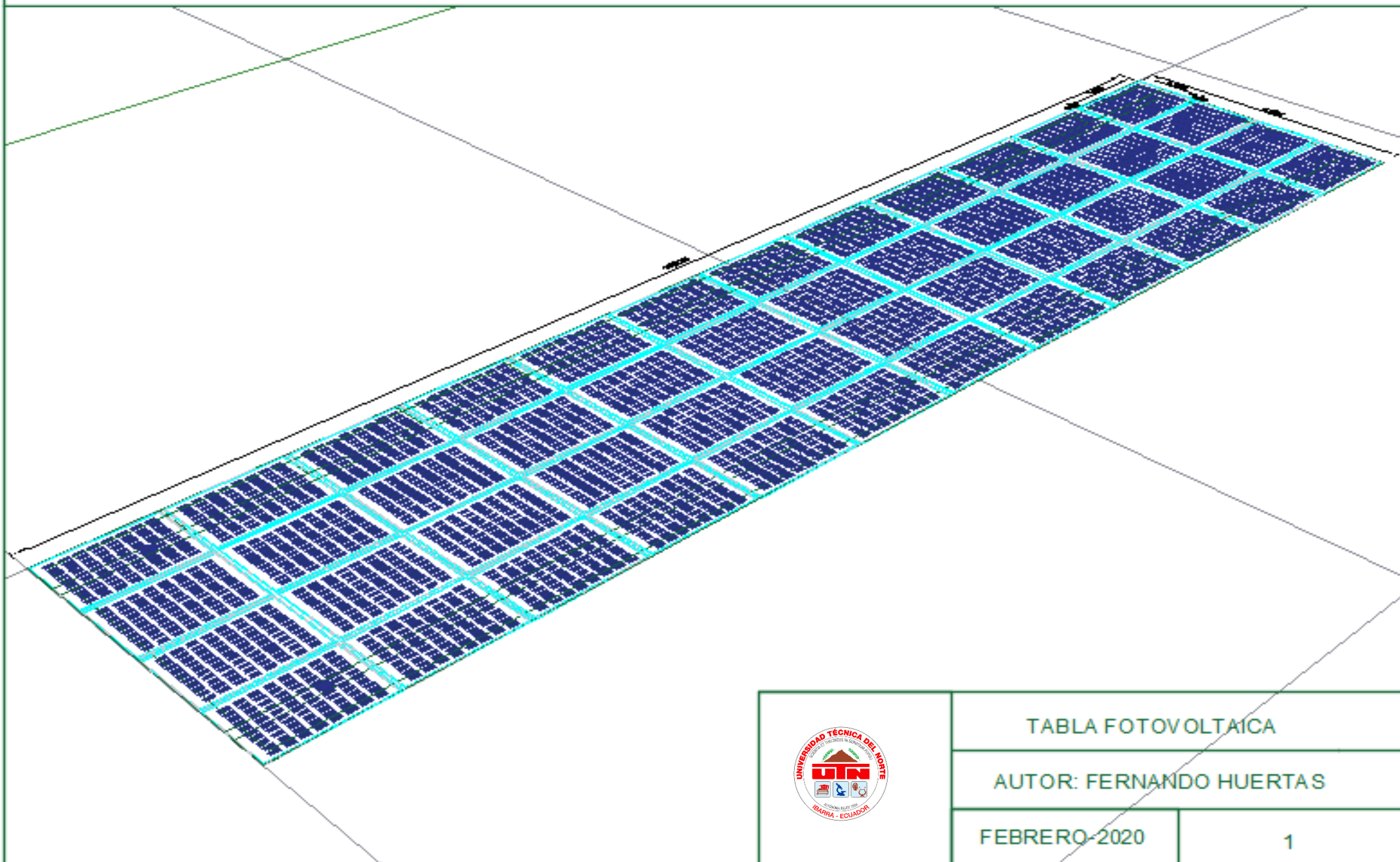


TABLA FOTOVOLTAICA

AUTOR: FERNANDO HUERTAS

FEBRERO-2020

1

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
PLANTA FOTOVOLTAICA DE 25 MW

167,77

39,05



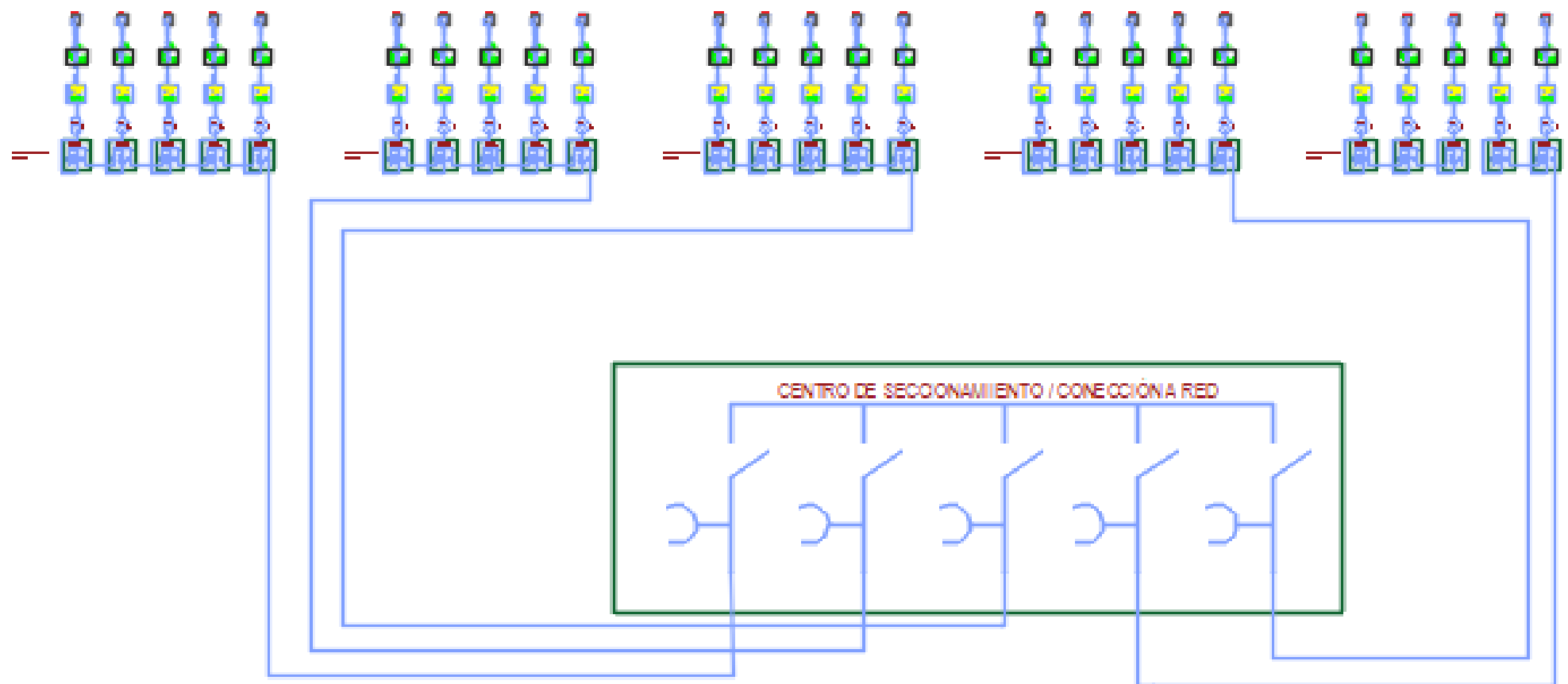
DISEÑO ESTRUCTURAL DE
1MW

AUTOR: FERNANDO HUERTAS

FEBRERO-2020

2

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
PLANTA FOTOVOLTAICA DE 25 MW



PLANO ELÉCTRICO PLANTA FOTOVOLTAICA 25 MW

AUTOR: FERNANDO HUERTAS

FEBRERO-2020

3